



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Eléctrica.

PROYECTO FIN DE CARRERA
INGENIERÍA INDUSTRIAL

COSTES DE CAPACIDAD EN UN MERCADO ELÉCTRICO CON ENERGÍAS INTERMITENTES

Autor: Juan Pablo Sánchez Mateos

Tutor: Julio Usaola García

Leganés, diciembre de 2011

Título: COSTES DE CAPACIDAD EN UN MERCADO ELÉCTRICO CON
ENERGÍAS INTERMITENTES.

Autor: Juan Pablo Sánchez Mateos

Director: Julio Usaola García

EL TRIBUNAL

Presidente: M^a Ángeles Moreno López de Saá

Vocal: Pedro Acisclo Rodríguez Aumente

Secretario: Jorge Martinez Crespo

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día __ de Diciembre de 2011 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

Dedicado a mis padres, a Isa y a Pablo.

Agradecimientos

Deseo agradecerle a D. Julio Usaola García su dedicación, su dirección, su ayuda, su comprensión y amabilidad que he recibido desde el primer momento que le conocí.

Resumen

Se han publicado numerosos estudios en los que se indica que los costes de un sistema con energía eólica son superiores a los de otro sin energía eólica, así como que los precios de la energía son inferiores en el primero. Estas afirmaciones, sin embargo, no suelen tener en cuenta el parque de generación óptimo, y se trata de determinar, en un sistema tipo, estos costes adicionales. En el proyecto se determinará cuál es la diferencia entre los costes globales de un sistema con energía eólica y sin energía eólica a largo plazo, teniendo en cuenta los costes de cada tecnología presente en el mercado y la demanda del sistema.

Palabras clave: Sistema eléctrico, costes generación, precio energía, pago por capacidad, parque óptimo de generación, eólica, hidráulica.

Abstract

Many studies have been published which suggest that the costs of a power system with wind energy are higher than the another without wind power, and that energy prices are higher in the first case. However, these assertions often do not take into account the optimal generation park, and these additional costs were determined for a given system, where the optimality was found without considering the wind power penetration. The project will determine the difference between the overall costs of a system with wind and without wind power in the long term, taking into account the costs of each technology on the market and system demand.

Keywords: Electric system, generation costs, energy price, capacity payment, optimal generation park, wind, hydro.

Glosario

CNE	<i>Comisión Nacional de la Energía</i>
DOE	<i>Department of Energy (EEUU)</i>
EDF	<i>Electricité de France</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
ESAA	<i>Environmental Services Association of Alberta</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
NEA	<i>Nuclear Energy Agency</i>
O&M	<i>Operación y Mantenimiento</i>
OC	<i>Overnight cost</i>
PANER	<i>Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España</i>
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>
OMEL	<i>Operador del Mercado Eléctrico</i>
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>

Índice general

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
1.1 Introducción.	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Fases del desarrollo	2
1.4 Estructura de la memoria	4
2. MERCADO ELÉCTRICO.....	5
2.1 Introducción.	5
2.2 Proceso de casación.....	7
2.3 Sistema eléctrico español.	8
2.3.1 Mercado eléctrico español.....	8
2.3.2 Parque español de generación.....	9
2.4 Planificación de la producción.	11
2.4.1 Características económicas de las tecnologías de generación.....	12
2.4.2 Introducción de energías renovables intermitentes.	18
2.4.3 Introducción de hidráulica programable.....	21
2.5 Parámetros mostrados.	24
3. DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.....	27
3.1 Introducción	27
3.2 Demanda de generación.	28
3.3 Costes de generación.....	29
3.3.1 Segunda referencia de costes.....	32
3.4 Parque de generación.	35
3.4.1 Generación hidráulica.	35
3.4.2 Generación eólica.	37
4. COSTES DEL SISTEMA. ANÁLISIS Y RESULTADOS	39
4.1 Introducción.	39
4.2 Parques Óptimos térmicos de Generación.	41
4.2.1 Parque de generación.	41
4.2.2 Precios de la energía.	46
4.2.3 Emisiones de CO ₂	49

4.2.4 Conclusiones.....	50
4.3 Parques óptimos térmicos de generación viables.....	51
4.3.1 Parque de generación.....	53
4.3.2 Precios de la energía.....	56
4.3.3 Emisiones de CO ₂	59
4.3.4 Conclusiones.....	60
4.4 Parque de generación del IEEE.....	61
4.4.1 Parque de generación.....	61
4.4.2 Precios de la energía.....	66
4.4.3 Emisiones de CO ₂	69
4.4.4 Conclusiones.....	70
4.5 Casos con generación hidráulica.....	71
4.5.1 Parque de generación.....	71
4.5.2 Precios de la energía.....	77
4.5.3 Emisiones de CO ₂	79
4.5.4 Conclusiones.....	80
4.6 Casos de generación eólica.....	80
4.6.1 Parque de generación.....	81
4.6.2 Precios de la energía.....	87
4.6.3 Emisiones de CO ₂	90
4.6.4 Conclusiones.....	90
5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	92
5.1 Variables en estudio.....	92
5.1.1 Hidráulica.....	92
5.1.2 Eólica.....	94
5.1.3 Coste del combustible.....	95
5.1.4 Coste de las emisiones.....	97
5.1.5 Coste de instalación.....	97
5.2 Sensibilidad de los costes del sistema.....	98
5.2.1 Conclusiones.....	103
5.3 Sensibilidad de los parques óptimos de generación.....	104
5.3.1 Conclusiones.....	115
5.4 Costes IEA frente a costes DOE.....	116
5.4.1 Conclusiones.....	119
6. CONCLUSIONES.....	121
6.1 Conclusiones.....	121
7. REFERENCIAS.....	127
8. ANEXO 1: OBTENCIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA.....	129
9. ANEXO 2: DATOS GENERADORES CASO IEEE Y EQUIVALENCIAS.....	131
10. ANEXO 3: ANÁLISIS DE LA PRIMA EÓLICA.....	133
Resultados obtenidos.....	133
Análisis de sensibilidad.....	134
11. ANEXO 4: LISTADO DE LOS PROGRAMAS EMPLEADOS DE MATLAB.....	137
demanda.m.....	137
demandah.m.....	139
demandaevol.m.....	140
demandaheol.m.....	141
costes.m.....	142
plangen.m.....	143
costsist.m.....	145

Índice de figuras

Figura 1. Proceso de casación [EYS].....	7
Figura 2. Ejemplo real de curvas de compra y venta para el proceso de casación [OMEL].	8
Figura 3. Incorporación de potencia por tecnología al parque de generación español [Fabra 07].....	9
Figura 4. Distribución de la potencia instalada en España a 31 de Diciembre de 2010 [REE 11].....	10
Figura 5. Cobertura de la demanda en España en el año 2010 [REE 11].....	10
Figura 6. Curva de costes medios de capacidad de diferentes centrales.....	14
Figura 7. Curva de demanda diaria.....	14
Figura 8. Curva de demanda semanal.....	15
Figura 9. Curva de demanda anual.....	15
Figura 10. Curva Carga-Duración.....	15
Figura 11. Determinación del parque óptimo de generación a partir de la curva de costes y de la curva carga-duración [EYS].....	16
Figura 12. Efecto de las energías renovables sobre los precios a corto plazo.....	19
Figura 13. Efecto de las energías renovables sobre los precios a corto plazo, cuando se considera una demanda negativa.....	19
Figura 14. Efecto de las energías renovables sobre los precios a corto plazo.....	20
Figura 15. Situación de equilibrio con generación eólica.....	21
Figura 16. Efecto de la generación hidráulica sobre los precios a corto plazo.....	22
Figura 17. Situación de equilibrio con generación hidráulica.....	23
Figura 18. Curva Carga-Duración empleada en el caso.....	29
Figura 19. Curvas de costes con datos del IEA.....	34
Figura 20. Curvas de costes con datos del DOE.....	34
Figura 21. Curva Carga-Duración térmica mensual sin y con generación hidráulica.....	36
Figura 22. Curva Carga-Duración térmica anual sin y con generación hidráulica.....	37
Figura 23. Curva Carga-Duración térmica anual sin y con generación eólica.....	38

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 24. Parques óptimos de generación a partir de las curvas de costes y de las curvas carga-duración.	43
Figura 25. Parque óptimo térmico de generación.	43
Figura 26. Parque óptimo hidráulico de generación.	43
Figura 27. Parque óptimo hidráulico y eólico de generación.	44
Figura 28. Potencia instalada por tecnología en parques óptimos de generación.	44
Figura 29. Generación realizada por tecnología en parques óptimos de generación.	45
Figura 30. Factor de capacidad por tecnología en parques óptimos de generación.	46
Figura 31. Pagos por capacidad en parques óptimos de generación.	47
Figura 32. Sobreprecio de la energía en parques óptimos de generación.	48
Figura 33. Coste medio de la energía en parques óptimos de generación.	48
Figura 34. Emisiones de CO ₂ en parques óptimos de generación.	50
Figura 35. Variación del nivel de emisiones de CO ₂ en parques óptimos de generación frente al parque óptimo térmico de generación.	50
Figura 36. Curva carga-duración con parque óptimo viable de generación.	54
Figura 37. Variación de la potencia disponible de los parques viables de generación con respecto a los parques óptimos teóricos.	54
Figura 38. Variación de la generación realizada de los parques viables de generación con respecto a los parques óptimos teóricos.	55
Figura 39. Margen de beneficio por tecnologías de los parques óptimos de generación viables.	55
Figura 40. Costes de la energía de los parques óptimos teóricos y viables de generación.	57
Figura 41. Variación de los costes de la energía de los parques óptimos viables con generación hidráulica y eólica frente al parque óptimo térmico.	58
Figura 42. Costes de la energía de los parques óptimos teóricos y viables de generación sin centrales nucleares.	59
Figura 43. Nivel de emisiones de CO ₂ de los parques óptimos teóricos y viables de generación con y sin centrales nucleares.	60
Figura 44. Parque óptimo térmico de generación.	62
Figura 45. Parque de generación del IEEE.	62
Figura 46. Potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación y en los parques de generación del IEEE.	63
Figura 47. Generación por tecnología por el parque óptimo de generación y por los parques de generación del IEEE.	63
Figura 48. Factor de capacidad por tecnología del parque óptimo de generación y de los parques de generación del IEEE.	64
Figura 49. Curva carga-duración con parque de generación del IEEE.	64
Figura 50. Beneficio por tecnología en los casos del IEEE.	65
Figura 51. Margen de beneficio por tecnología en los casos del IEEE.	66
Figura 52. Pagos por capacidad en parque óptimo térmico y en los casos del IEEE.	67
Figura 53. Coste medio de la energía en parque óptimo térmico y en los casos del IEEE.	68
Figura 54. Variación de los costes de la energía de los parques del IEEE con respecto al parque óptimo térmico.	68
Figura 55. Variación de los costes de la energía de los parques hidráulico y eólico del IEEE con respecto al parque térmico del IEEE.	69
Figura 56. Nivel de emisiones de CO ₂ del parque óptimo térmico y de los parques del IEEE.	70

Figura 57. Variación del nivel de emisiones de CO ₂ al introducir generación hidráulica y eólica en el parque de generación del IEEE.	70
Figura 58. Parque óptimo hidráulico de generación.	73
Figura 59. Parque óptimo térmico de generación.	73
Figura 60. Parque óptimo hidráulico viable de generación.	73
Figura 61. Parque de generación del IEEE con generación hidráulica.	74
Figura 62. Potencia instalada por tecnología con generación hidráulica.	74
Figura 63. Generación realizada por tecnología con generación hidráulica.	75
Figura 64. Beneficio por tecnología con generación hidráulica.	75
Figura 65. Margen de beneficio por tecnología con generación hidráulica.	76
Figura 66. Variación de potencia frente al parque óptimo hidráulico de generación.	76
Figura 67. Pago por capacidad con generación hidráulica.	77
Figura 68. Sobreprecio de la energía con generación hidráulica.	78
Figura 69. Coste medio de la energía con generación hidráulica.	78
Figura 70. Variación de los costes de la energía frente al parque óptimo de los distintos escenarios con generación hidráulica.	79
Figura 71. Nivel de emisiones de CO ₂ con generación hidráulica.	80
Figura 72. Parque óptimo hidráulico y eólico de generación.	82
Figura 73. Parque óptimo térmico de generación.	82
Figura 74. Parque óptimo hidráulico y eólico viable de generación.	83
Figura 75. Parque de generación del IEEE con generación hidráulica y eólica.	83
Figura 76. Potencia instalada con generación hidráulica y eólica.	84
Figura 77. Generación realizada con generación hidráulica y eólica.	84
Figura 78. Beneficio por tecnología con generación hidráulica y eólica.	85
Figura 79. Margen de beneficio por tecnología con generación hidráulica y eólica.	86
Figura 80. Variación de potencia frente al parque óptimo hidráulico y eólico de generación.	86
Figura 81. Margen de beneficio por tecnología con generación hidráulica y eólica, limitando el valor del pago por capacidad al coste fijo de las centrales de punta.	86
Figura 82. Pago por capacidad con generación hidráulica y eólica.	88
Figura 83. Sobreprecio de la energía con generación hidráulica y eólica.	88
Figura 84. Coste medio de la energía con generación hidráulica y eólica.	89
Figura 85. Variación de los costes de la energía frente al parque óptimo de los distintos escenarios con generación eólica.	89
Figura 86. Nivel de emisiones de CO ₂ con generación hidráulica y eólica.	90
Figura 87. Comparativa curvas Carga-Duración mensuales con variación hidráulica.	93
Figura 88. Comparativa curvas Carga-Duración anuales con variación hidráulica.	94
Figura 89. Comparativa curvas Carga-Duración anuales con variación eólica.	95
Figura 90. Curvas de costes del sistema con un coste del combustible un 50% superior.	96
Figura 91. Curvas de costes del sistema con un coste del combustible un 50% inferior.	96
Figura 92. Sensibilidad del pago por capacidad en el parque de generación óptimo.	98
Figura 93. Sensibilidad del pago por capacidad en el parque de generación del IEEE.	99
Figura 94. Sensibilidad del sobreprecio de la energía en el parque de generación óptimo.	99
Figura 95. Sensibilidad del sobreprecio de la energía en el parque de generación del IEEE.	100
Figura 96. Sensibilidad del precio medio de venta de la energía en el parque de generación óptimo.	100
Figura 97. Sensibilidad del precio medio de venta de la energía en el parque de generación del IEEE.	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 98. Sensibilidad del coste medio de la energía en el parque de generación óptimo.	101
Figura 99. Sensibilidad del coste medio de la energía en el parque de generación del IEEE.	102
Figura 100. Sensibilidad del nivel de emisiones de CO ₂ en el parque de generación óptimo.	103
Figura 101. Sensibilidad del nivel de emisiones de CO ₂ en el parque de generación del IEEE.	103
Figura 102. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar la generación hidráulica.	105
Figura 103. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar la generación hidráulica.	105
Figura 104. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar la generación eólica.	106
Figura 105. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar la generación eólica.	106
Figura 106. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste del combustible.	107
Figura 107. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste del combustible.	107
Figura 108. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de las emisiones.	108
Figura 109. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de las emisiones.	108
Figura 110. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de las centrales nucleares.	109
Figura 111. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de las centrales nucleares.	109
Figura 112. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de las centrales de carbón.	110
Figura 113. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de las centrales de carbón.	110
Figura 114. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de los ciclos combinados.	111
Figura 115. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de los ciclos combinados.	111
Figura 116. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de las turbinas de gas.	112
Figura 117. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de las turbinas de gas.	112
Figura 118. Sensibilidad del pago por capacidad en el parque óptimo de generación resultante al variar los parámetros de estudio.	113
Figura 119. Sensibilidad del precio medio de venta en el parque óptimo de generación resultante al variar los parámetros de estudio.	113
Figura 120. Sensibilidad del coste medio de la energía en el parque óptimo de generación resultante al variar los parámetros de estudio.	114
Figura 121. Sensibilidad del nivel de emisiones de CO ₂ en el parque óptimo de generación resultante al variar los parámetros de estudio.	115
Figura 122. Comparación costes de la energía empleando datos del IEA frente a datos DOE.	117

Figura 123. Margen de beneficios con datos del IEA.....	118
Figura 124. Margen de beneficios con datos del DOE.	119
Figura 125. Evolución de los costes de la energía al introducir generación hidráulica y eólica en los parques óptimos de generación de cada caso.....	122
Figura 126. Evolución de los costes de la energía al introducir generación hidráulica y eólica en el parque óptimo de generación térmico.....	122
Figura 127. Evolución de los costes de la energía al introducir generación hidráulica y eólica en el parque del IEEE.	123
Figura 128. Sensibilidad del coste medio de la energía en el parque de generación óptimo.	124
Figura 129. Sensibilidad del coste medio de la energía en el parque de generación del IEEE.	125
Figura 130. Valor de la prima eólica calculado para cada escenario.	134
Figura 131. Sensibilidad del valor de la prima eólica manteniendo constante el parque de generación óptimo.	135
Figura 132. Sensibilidad del valor de la prima eólica en el parque de generación del IEEE.	135
Figura 133. Sensibilidad de la prima eólica en el parque óptimo de generación resultante al variar los parámetros de estudio.....	136

ÍNDICE DE FIGURAS

Índice de tablas

Tabla 1. Tabla de costes por tecnología [IEA et al 10].....	32
Tabla 2. Costes de generación por tecnología [DOE].....	32
Tabla 3. Comparativa de costes de generación por tecnología según la fuente [IEA et al 10], [DOE].....	33
Tabla 4. Resumen costes fijos, variables y LCOE por tecnología [IEA et al 10], [DOE].....	33
Tabla 5. Potencia instalada por tecnología.....	35
Tabla 6. Generación hidráulica mensual del caso en función del factor de capacidad.	36
Tabla 7. Resumen escenario “Parques óptimos de generación”.	41
Tabla 8. Parámetros por tecnología de los parques óptimos de generación.....	41
Tabla 9. Variación porcentual de los parámetros por tecnología de los parques óptimos hidráulico y eólico frente al óptimo térmico.	45
Tabla 10. Costes de la energía de los parques óptimos de generación.	47
Tabla 11. Emisiones de CO ₂ en parques óptimos de generación.....	49
Tabla 12. Factor de disponibilidad por tecnología en España [REE 10], [REE 11].	52
Tabla 13. Resumen escenario “Parques óptimos de generación viables”.....	53
Tabla 14. Parámetros por tecnología de los parques óptimos teóricos y viables de generación.	56
Tabla 15. Costes de la energía de los parques óptimos de generación 57	57
Tabla 16. Emisiones de CO ₂ en parques óptimos teóricos y viables de generación.....	59
Tabla 17. Resumen escenario “Parques de generación del IEEE”.....	61
Tabla 18. Parámetros por tecnología de los parques de generación del IEEE.....	61
Tabla 19. Costes de la energía de los parques de generación del IEEE.....	66
Tabla 20. Emisiones de CO ₂ en los parques de generación IEEE.	69
Tabla 21. Resumen escenario “Casos con generación hidráulica”.	71
Tabla 22. Parámetros por tecnología con generación hidráulica.	72
Tabla 23. Costes de la energía con generación hidráulica.	77
Tabla 24. Emisiones de CO ₂ con generación hidráulica.	79
Tabla 25. Resumen escenario “Casos con generación eólica”.....	81
Tabla 26. Parámetros por tecnología con generación hidráulica y eólica.....	81

ÍNDICE DE TABLAS: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Tabla 27. Costes de la energía con generación hidráulica y eólica.....	87
Tabla 28. Emisiones de CO ₂ con generación hidráulica y eólica.....	90
Tabla 29. Factores de capacidad y producciones hidráulicas mensuales empleados en el análisis de sensibilidad.	93
Tabla 30. Factor de capacidad eólico en España entre los años 2006 y 2010. Datos de elaboración propia a partir de [REE 10].....	95
Tabla 31. Costes de combustible empleados en el análisis de sensibilidad.	95
Tabla 32. Costes de emisiones por tecnología empleados en el análisis de sensibilidad..	97
Tabla 33. Costes de instalación por tecnología empleados en el análisis de sensibilidad.	97
Tabla 34. Costes de la energía con datos del IEA y del DOE.....	116
Tabla 35. Coeficiente de carga semanal en tanto por ciento.....	129
Tabla 36. Coeficiente de carga diario en tanto por ciento.....	130
Tabla 37. Coeficiente horario de carga en tanto por ciento.	130
Tabla 38. Datos de generadores y equivalencia por tecnologías [IEEE 99].	131
Tabla 39. Resumen escenarios “Análisis de la prima eólica”	133
Tabla 40. Prima eólica.....	133

Capítulo 1

Introducción y objetivos

1.1 Introducción.

En los últimos años, las energías renovables han ido incrementando su penetración en los sistemas eléctricos debido al fomento gubernamental. Los estados, están interesados en las energías renovables por varias razones. En primer lugar, las políticas medioambientales imponen la reducción de emisión de gases contaminantes y las energías renovables ofrecen una tecnología limpia y libre de emisiones. Por otro lado, se reduce la dependencia de recursos energéticos foráneos, como el gas o el carbón, al emplearse recursos autóctonos, como la radiación solar o la fuerza del viento.

El fuerte interés ha originado un gran desarrollo tecnológico que ha permitido abaratar la tecnología e irla madurando, para así solucionar diversos problemas que se han ido originando, como los huecos de tensión en los parques eólicos.

Con el incremento de penetración de las energías intermitentes, han ido surgiendo diversas dudas y problemas de toda índole. Los dos mas importantes son la integración de las energías renovables, energías de carácter intermitente, en los sistemas eléctricos y los posibles sobrecostes que originan al sistema la introducción de las mismas. En el presente estudio se pretende analizar el segundo punto: los efectos sobre el coste de la energía de la introducción de generación intermitente, tanto en un parque generación ya establecido como sobre el parque de generación óptimo. Todo ello teniendo en cuenta los costes de todos los generadores y una demanda preestablecida.

1.2 Objetivos

El objetivo fundamental del presente proyecto es conocer los efectos de las energías intermitentes sobre el coste de la generación, tanto en parques de generación predefinidos como en parques óptimos. Sobre la base de ese objetivo principal, se proponen los siguientes objetivos parciales:

- Obtención de la composición del parque óptimo de generación y análisis de las variaciones del mismo debido a la introducción de energías intermitentes.
- Determinación del pago por capacidad para el establecimiento del equilibrio entre ingresos y costes de los generadores para los casos sin y con generación renovable.
- Análisis de sensibilidad del coste de la energía en función de diversas variables (coste de combustible, costes de emisiones, nivel de penetración hidráulica y eólica, costes de instalación, etc)
- Balance de emisiones en los parques de generación estudiados.

1.3 Fases del desarrollo

Para conocer los efectos de las energías renovables sobre el coste de generación, se ha empleado un sistema eléctrico tipo, solo con generación térmica, que se tomará como caso base de referencia. En este sistema se ha añadido, en primer lugar, generación hidráulica y, posteriormente, generación eólica para poder estudiar su influencia tanto en la evolución de todos los costes de la energía, como en la composición de los parques óptimos de generación de cada caso. Para ello se han seguido los siguientes pasos, que se describen de forma más detallada:

Definición del caso base. Se ha partido de un escenario base, definido por una demanda, un parque de generación y unos costes de la generación por tecnologías. Se empleó un escenario definido por el Institute of Electrical and Electronics Engineers [IEEE] en el documento “The IEEE Reliability Test System – 1996” [IEEE 99], convenientemente adaptado. Dicho artículo define un sistema de prueba para su uso en estudios de fiabilidad de sistemas eléctricos. Está compuesto por una red de transporte/distribución (no empleada en el presente estudio), una demanda anual con definición horaria y un parque de generación. De la curva de demanda anual se definió la curva carga-duración empleada en el estudio. El parque de generación hubo que adaptarlo convenientemente al estado actual de la tecnología. Se sustituyeron tecnologías obsoletas (fuel y turbinas de fuel) por tecnologías más actuales (ciclos combinados y turbinas de gas). Los costes de generación fijos y variables de las tecnologías térmicas se tomaron en primer término del estudio “Projected costs of Generating Electricity” de la Agencia Internacional de la Energía [IEA et al 10], aunque también se han utilizado otras fuentes. Todos estos datos se implementaron en unos programas de Matlab (Anexo 3) para que, a partir de la curva carga duración y de las curvas de costes de las centrales, se obtuviese:

1.3 FASES DEL DESARROLLO

- Parque óptimo de generación (potencia instalada por tecnología que minimiza los costes totales del sistema).
- Factor de utilización de cada una de las tecnologías
- Balance de ingresos y costes de la generación y demanda.
- Pago por capacidad necesario para el establecimiento del equilibrio entre costes e ingresos.
- Ingresos y pérdidas por tecnología.
- Nivel de emisiones del sistema.

Estos resultados se obtuvieron tanto para el parque de generación de referencia definido en el caso base, como para el parque óptimo térmico de generación calculado para minimizar los costes totales del sistema.

Introducción de la generación hidráulica. A partir de valores mensuales de hidraulicidad publicados por Red Eléctrica de España en el “Informe del Sistema Eléctrico español 2009” [REE 10] se distribuyó la generación en las puntas de cada mes. Al restar a la demanda la generación hidráulica, se obtuvo la curva carga-duración térmica. Sobre esta curva, se volvieron a obtener los mismos parámetros que se calcularon para el parque de generación térmico (parque óptimo de generación, factor de capacidad, costes de la energía, etc.).

Inserción de la energía eólica. Se repitieron todos los estudios anteriores introduciendo energía eólica, con las hipótesis siguientes: parque de generación existente en el sistema, parque de generación óptimo sin eólica, parque de generación óptimo con eólica, balance de emisiones evitadas por la eólica. Se calculó la generación eólica horaria a partir del factor de capacidad obtenido en España en el año 2008. Al restar a la demanda horaria la generación eólica se consiguió el valor de la demanda a cubrir con generación térmica.

Estudio de sensibilidades. A partir de los métodos desarrollados, se realizaron estudios de sensibilidades. Para ello se mantenían fijos todos los parámetros de estudio menos uno, para así conocer el efecto de éste sobre los resultados. Las sensibilidades estudiadas fueron:

- Variación de los costes variables de las tecnologías (combustible, emisiones, etc.).
- Variación de la hidraulicidad: baja-media-alta.
- Variación de la potencia eólica instalada.
- Variación de los costes fijos por tecnología.

1.4 Estructura de la memoria

La presente memoria está estructurada de la siguiente manera:

- **Capítulo 1:** descripción de del proyecto, motivaciones que lo han originado y medios empleados para su elaboración.
- **Capítulo 2:** introducción teórica a la planificación de un sistema eléctrico, explicando como se obtiene el parque óptimo de generación y definiendo el término *Levelized Cost of Electricity* (LCOE). Descripción del Sistema Eléctrico Español.
- **Capítulo 3:** definición de los casos analizados: demandas empleadas, costes de los generadores y parques de generación. Descripción de la proveniencia de los datos empleados.
- **Capítulo 4:** resultados y análisis de los casos estudiados. Estudio de los efectos de la introducción de la generación intermitente (hidráulica y eólica). Obtención de los parques de generación óptimos, costes del sistema, beneficios obtenidos por tecnología, etc.
- **Capítulo 5:** análisis de sensibilidad de los parámetros de estudio. Estudio del efecto de las variaciones de los parámetros de entrada (nivel de penetración hidráulica y eólica, costes de los generadores,...) sobre los resultados obtenidos (costes de la energía, parques óptimos de generación, nivel de emisiones de CO₂, etc). Además, se recalculan los costes de generación y el parque óptimo de generación empleando unos costes de la generación de una fuente distinta para analizar la bondad del estudio.
- **Capítulo 6:** Conclusiones del estudio.
- **Anexo 1:** Obtención de la curva de demanda.
- **Anexo 2:** Datos generadores caso IEEE y equivalencias.
- **Anexo 3:** Análisis de la prima eólica.
- **Anexo 4:** Listados en Matlab de los programas empleados.

Capítulo 2

Mercado eléctrico.

2.1 Introducción.

Para empezar, los sistemas eléctricos presentan unas características singulares que, como condicionantes de su oferta y demanda, tienen importantes implicaciones para el correcto diseño y funcionamiento de los mercados. En primer lugar, la energía eléctrica no puede almacenarse, por lo que es necesario igualar instantáneamente la producción y el consumo, lo que requiere que existan reservas suficientes de potencia capaces de soportar las variaciones en la demanda y que puedan hacer frente a los posibles fallos en el parque de generación. Además, la demanda es prácticamente rígida y difícilmente puede ajustarse a la potencia disponible¹.

En el caso de no existir capacidad de generación suficiente, se disminuiría la calidad del suministro y podría terminar ocasionando un colapso del sistema, situación inaceptable en un país desarrollado. De la misma forma, un parque de generación excesivo sería ineficiente, aumentarían los costes del sistema y se reducirían las horas de funcionamiento de las centrales ya existentes y con ello a su rentabilidad. Por todo ello,

¹ Siempre existe la posibilidad de aplicar cortes a los consumidores para ajustar el equilibrio entre generación y demanda, pero se trata de una solución extrema al considerarse la electricidad un bien esencial. En el Sistema Eléctrico Español existe la posibilidad de que algunos tipos de consumidores puedan acogerse a un contrato de interrumpibilidad por el cual se les puede cortar el suministro eléctrico un tiempo máximo preestablecido con un preaviso de tiempo. A cambio reciben una bonificación en su contrato de suministro eléctrico.

CAPÍTULO 2: MERCADO ELÉCTRICO.

para conseguir un sistema eléctrico óptimo y eficiente es necesario y fundamental disponer de una potencia instalada adecuada, ni excesiva ni deficitaria.

Un déficit de generación no sólo afectaría a la estabilidad de sistema, si no que además intensificaría el poder de mercado. Con demandas altas, casi toda la potencia instalada sería necesaria, por lo que resultará casada independientemente del precio ofertado. Por lo tanto, en éstos casos la competencia sería mínima. Éste fenómeno resulta un aliciente extra para no invertir en nuevas instalaciones, para así intensificar el poder de mercado. Con ello se dificulta la existencia del un sobredimensionamiento que, como ya se ha explicado, es necesario. En el presente estudio no se consideran los efectos del poder de mercado.

Otra peculiaridad de los sistemas eléctricos es la composición de los parques de generación. Coexisten diversas tecnologías, con muy variadas estructuras de costes. La larga vida útil de las instalaciones ocasiona que los parques de generación presenten una gran variedad de tecnologías, normalmente las más interesantes en el momento de su construcción. La electricidad, a pesar de tener un origen tan variado, presenta un mismo precio para toda la producción horaria, independientemente del origen de la misma. No tiene en cuenta las diferencias de costes de cada tecnología. Lo que sí sucede es que las tecnologías con unos costes variables más bajos funcionarán prácticamente en continuo. Su ingreso horario vendrá determinado por los precios que fijen tecnologías con costes variables más altos, cuya producción es discontinua. Todo ello dependiendo de otros parámetros como son las condiciones ambientales (olas de frío y calor), la hidraulicidad o la intensidad de generación eólica. Nada impide que unas tecnologías presenten unos márgenes superiores a otras, o incluso que algún tipo de tecnología presente pérdidas por todo tipo de circunstancias difíciles de prever. En otros sectores, el propio mercado sería capaz de reajustar el sistema, intensificando las inversiones en las tecnologías sobrerremuneradas y reduciendo las inversiones en las infrarremuneradas. En el sector eléctrico no es así, ya que tal y como indica Natalia Fabra en [Fabra 06]: *“Este reajuste no es posible en el sector eléctrico porque la mayoría de las inversiones no son replicables, y porque la existencia de costes hundidos desaconseja el abandono de tecnologías cuya remuneración no cubre sus costes medios, pero sí los variables. Por tanto, los desajustes persisten, y lo hacen a costa de que se produzcan transferencias de rentas entre los consumidores y los propietarios de las tecnologías sobrerremuneradas. Las características singulares de la electricidad, y sus implicaciones, hacen que el funcionamiento de los mercados eléctricos sea muy sensible al diseño de mercado y a su estructura empresarial. Para que los mercados funcionen correctamente es necesario que se produzca competencia efectiva entre los distintos agentes, lo cual a su vez requiere que exista un gran número de empresas con un mix tecnológico semejante, que se disponga de capacidad de importación y que el margen de reserva sea suficiente. Si no confluyen estas características, la elección del diseño de mercado podrá hacer poco para mitigar el poder de mercado y sus consecuencias”*.

2.2 Proceso de casación.

El proceso de casación de un mercado eléctrico marginalista determina las centrales que producen, en qué cantidad, la energía total generada y el precio que se paga por dicha energía cada hora. Existen otros muchos formatos de mercados liberalizados pero nos centraremos en éste. El mecanismo descrito es eficiente, en el sentido de que en un entorno de competencia perfecta en el que tanto compradores como vendedores ofertan sus verdaderas preferencias, es capaz de llegar a un resultado que asigna los bienes de forma que maximiza el beneficio social neto y las ganancias derivadas del comercio **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Para cada tramo horario, las centrales generadoras presentan ofertas de venta de energía en la que se especifica la energía y el precio de la misma. De la misma forma, las distribuidoras y comercializadoras presentan ofertas de compra de electricidad indicando la energía y el precio. Las ofertas de venta o compra especifican el precio mínimo o máximo, respectivamente, al cual están dispuestos a vender o adquirir las cantidades ofertadas.

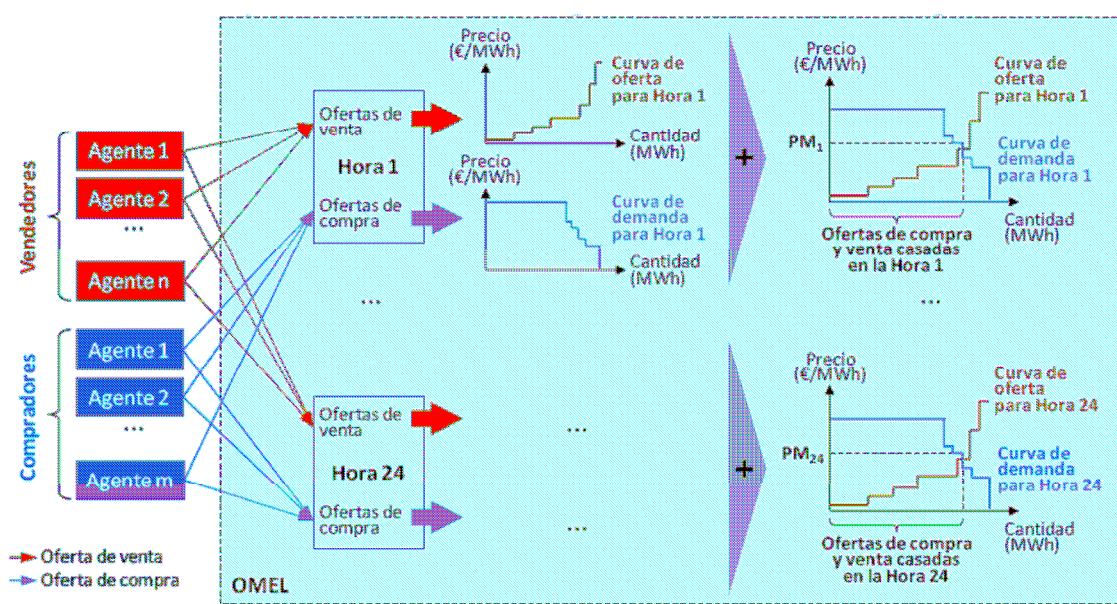


Figura 1. Proceso de casación [EYS].

Las ofertas de venta de todos los generadores se ordenan de forma ascendente según su precio creando la oferta completa de venta del sistema. Las ofertas de compra se ordenan de forma descendente según su precio para crear la curva de demanda. En el punto en el que ambas curvas se cruzan determina el precio marginal de la casación. Toda generación con oferta inferior al precio marginal resulta casada con la demanda de precio superior al de casación.

Todas las ofertas de venta casadas cobran al precio marginal del sistema, precio que también pagan las ofertas de compra casadas. Este tipo de subasta se denomina subasta de precios uniformes, porque todas las unidades casadas reciben (del lado de la oferta) y pagan (del lado de la demanda) el mismo precio, el que corresponde a la oferta marginal, independientemente de los precios que cada una de ellas haya ofertado.

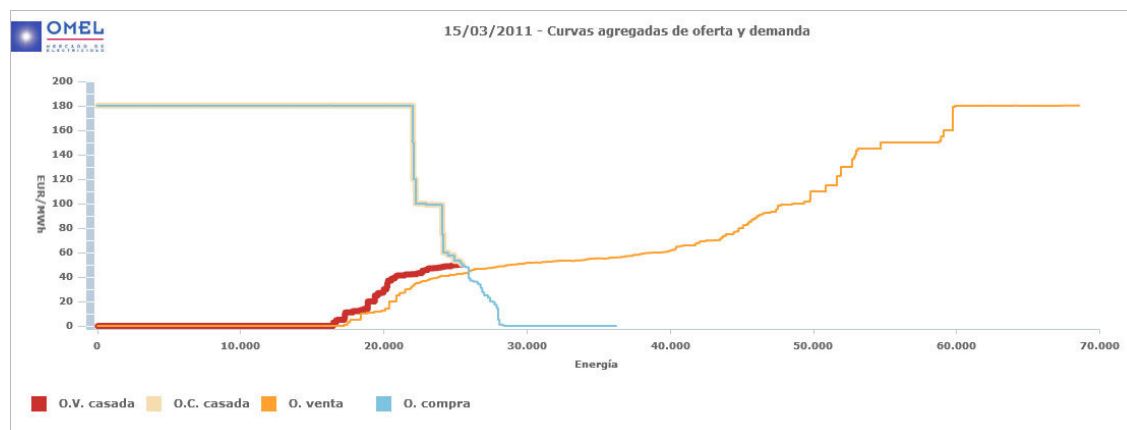


Figura 2. Ejemplo real de curvas de compra y venta para el proceso de casación [OMEL].

2.3 Sistema eléctrico español.

Aunque no se trata del motivo de estudio del presente proyecto, a continuación se da una breve descripción del Sistema Eléctrico Español. Para profundizar en mayor medida en el mismo se puede recurrir a la Comisión Nacional de la Energía [CNE], Operador del Mercado [OMEL] y Red Eléctrica de España [REE]. En dichas referencias se recoge todo el desarrollo normativo del sistema eléctrico español de forma completamente actualizada.

2.3.1 Mercado eléctrico español.

El mercado de producción de energía eléctrica en España se organiza en torno a una secuencia de subastas y de procesos técnicos de operación del sistema (mercado diario, mercados intradiarios, resolución de restricciones técnicas, servicios complementarios y gestión de desvíos).

El mercado diario concentra la mayor parte de las transacciones. En él participan como agentes del mercado los titulares de las unidades de generación, los autoprodutores con su energía excedentaria, los agentes externos, los distribuidores, los comercializadores, y los consumidores cualificados. Los agentes presentan ofertas de venta y de compra de electricidad al Operador del Mercado (OMEL). Las ofertas pueden incluir hasta un total de 25 pares de precios y energía, siendo las ofertas de venta crecientes, y, las de compra, decrecientes. Además, las ofertas de venta pueden incluir una serie de condiciones complejas, tales como la condición de indivisibilidad, el gradiente de carga, la condición de ingresos mínimos o de parada programada.

OMEL es responsable de casar oferta y demanda según un criterio de preferencia económica, ordenando de menor a mayor el precio de las ofertas de venta, y en orden inverso las de compra. Las ofertas de venta cuyo precio resulte inferior al mayor precio aceptado (el denominado precio marginal del sistema), así como las ofertas de compra con un precio superior, son casadas.

2.3 SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.

El Operador del Sistema (REE) estudia la viabilidad técnica del despacho económico para garantizar la estabilidad del sistema y, en su caso, procede a solucionar las restricciones técnicas. El sobre coste derivado del proceso de resolución de restricciones técnicas se reparte entre la energía medida a los consumidores peninsulares. Con posterioridad a la resolución de las restricciones de red, REE también gestiona los mercados de servicios complementarios y otros procesos de operación técnica.

El mercado intradiario, estructurado en seis sesiones con distintos horizontes de programación, permite a los agentes ajustar sus posiciones de compra o venta sobre el programa resultante de los mercados y procesos anteriores. Las normas que rigen el funcionamiento del mercado intradiario son similares a las del mercado diario. En particular, el precio que perciben o pagan las unidades casadas es el mismo en cada uno de los periodos de casación de cada una de las sesiones.

Por último, el Operador del Sistema gestiona mercados de operación para corregir en todo momento los desequilibrios que puedan surgir entre generación y demanda. Los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos tienen por objeto que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda. Una vez celebrada cada una de las sesiones del mercado intradiario, el operador del sistema realiza la gestión en tiempo real mediante la utilización de servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos.

2.3.2 Parque español de generación.

Existe un alto nivel de diversificación en el parque generación español. Aunque en cada periodo de tiempo, las nuevas instalaciones de generación son básicamente de una misma tecnología, (la de menor coste disponible en ese momento) la existencia de costes hundidos o irreversibles, la larga vida útil de las instalaciones, y los cambios en los precios relativos de los parámetros de entrada, hacen que coexistan las tecnologías que la planificación o el mercado seleccionaron en otros momentos. En cualquier caso, la diversidad tecnológica, además de ser inevitable, es deseable, porque la diversificación contribuye a la seguridad de suministro, y facilita la optimización de costes [Fabra 07].

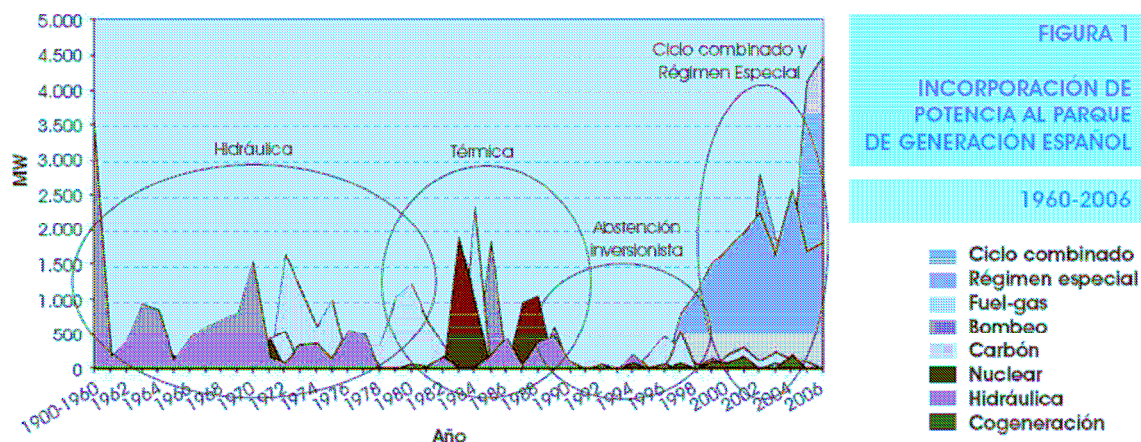


Figura 3. Incorporación de potencia por tecnología al parque de generación español [Fabra 07].

CAPÍTULO 2: MERCADO ELÉCTRICO.

La capacidad instalada en territorio peninsular a 31 de diciembre de 2010 era de 99.043 MW, de los cuales el 26% correspondía a ciclos combinados, el 20% a potencia eólica, el 18% a potencia hidráulica, el 11% a instalaciones de carbón y el resto a potencia nuclear (8%), fuelóleo (3%) y otras tecnologías renovables o de alta eficiencia (14%). Por lo tanto, se trata de un sistema con fuerte presencia de las centrales de ciclo combinado y de energía eólica. Todo ello es fruto de las fuertes inversiones realizadas en ambas tecnologías en los últimos años ya que en el año 2000, no había ciclos combinados instalados en España (exceptuando el GICC Elcogas) y la energía eólica representaba el 3,6 % de la potencia instalada [REE]. El desarrollo de las energías renovables ha venido fomentado institucionalmente, ya que según el Plan de Acción Nacional de las Energías Renovables de España [PANER], en el año 2020 se quiere que el 20 % de la energía consumida en España provenga de Energías Renovables.

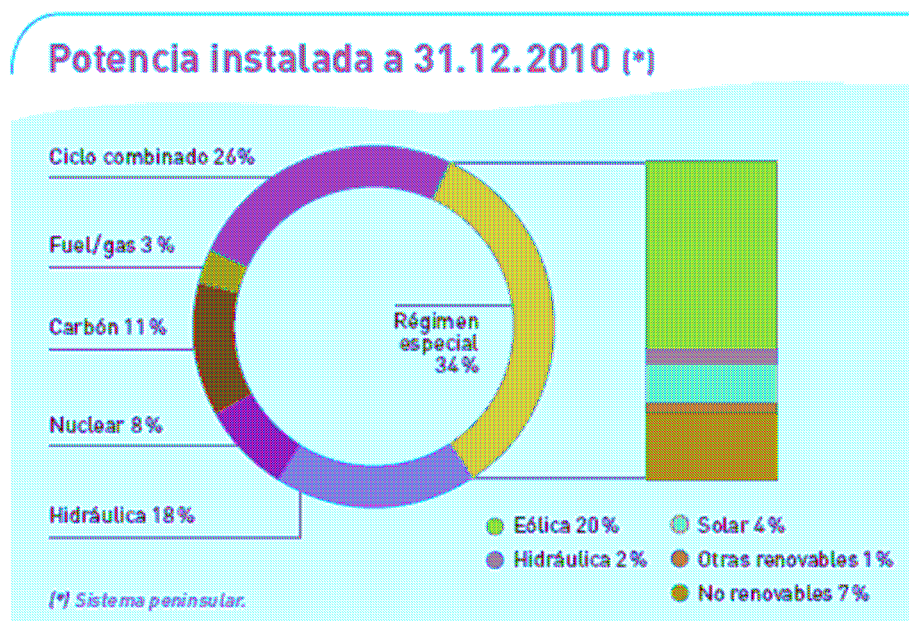


Figura 4. Distribución de la potencia instalada en España a 31 de Diciembre de 2010 [REE 11]

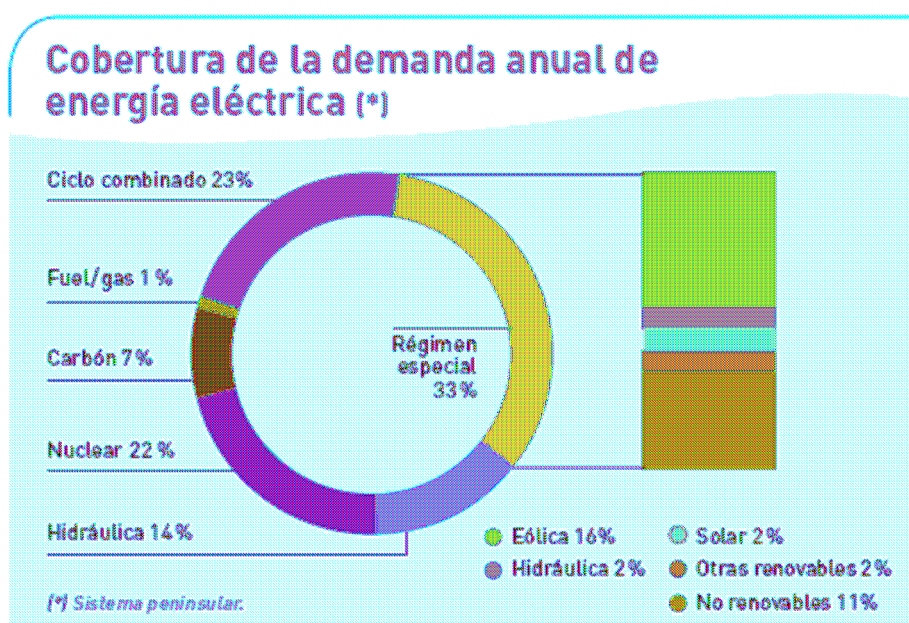


Figura 5. Cobertura de la demanda en España en el año 2010 [REE 11]

2.4 PLANIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

Con respecto a la generación realizada por tecnologías, el reparto es similar al de la potencia instalada pero con ciertos matices. Los ciclos combinados generaron el 23 % de la energía eléctrica consumida en España en el año 2010 seguidos de las centrales nucleares. Éstas, al funcionar en base, produjeron un 22 % del total de la energía. El resto de tecnologías coparon el mercado de forma similar al porcentaje de potencia que acaparan del parque de generación.

2.4 Planificación de la producción.

El principal objetivo de todo sistema eléctrico es satisfacer la demanda de forma óptima para alcanzar el mayor nivel de eficiencia posible en el conjunto del sistema.

En mercados tradicionales no liberalizados, las decisiones de inversión se toman tratando de garantizar en todo momento la seguridad de abastecimiento. Este tipo de decisiones son tomadas por la administración en coordinación con los responsables eléctricos para determinar la localización, el tipo de planta y el momento de construcción de forma que el coste total del sistema sea mínimo.

En un sistema eléctrico liberalizado, las decisiones sobre las inversiones a realizar son tomadas por las empresas privadas en función de diversos parámetros técnico económicos como son estado de la tecnología, el mix de generación, y principalmente, la rentabilidad de la inversión [Hunt 02].

En el caso español, la Ley 54/97 del sector eléctrico confiere a la generación el carácter de actividad liberalizada: cualquier agente puede construir una central de generación siempre que cumpla con determinados requisitos y obtenga las pertinentes autorizaciones. Esta Ley también prevé la elaboración por parte de la administración de una planificación indicativa de la generación para facilitar la toma de decisiones de inversión por parte de los diversos agentes, sin que se excluya a priori ninguna tecnología.

Según la teoría marginalista a los mercados eléctricos, la retribución de la energía es suficiente para garantizar el suministro a un precio, además, mínimo. Los propios mecanismos de mercado darían suficientes incentivos a la inversión para mantener el nivel óptimo de suministro.

En realidad, existen dudas acerca de la eficacia de estos mecanismos de mercado para garantizar el suministro a medio plazo. Esto se debe al tratarse la energía eléctrica de un bien esencial y ser difícilmente sustituible a corto plazo, unido a los montos de inversiones involucrados y a los largos plazos de construcción de nuevas centrales.

En efecto, los costes, no sólo económicos, de la falta de abastecimiento generalizada son difícilmente evaluables y son con frecuencia percibidos por la sociedad como demasiado elevados para que unos precios de la electricidad ligeramente más bajos compensen las pérdidas producidas.

CAPÍTULO 2: MERCADO ELÉCTRICO.

Por otra parte, las decisiones de inversión en generación son costosas, se tienen que llevar a cabo en mucho tiempo y son difíciles de modificar, por lo que necesitan cierta seguridad de su rentabilidad.

Esto lleva a que se hayan diseñado mecanismos que complementen la mera retribución de la energía, de forma que se establezcan incentivos estables para la inversión que reduzcan el riesgo de falta de abastecimiento de la demanda en un sistema.

Además, los compromisos nacionales, europeos, e internacionales en materia de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero han promovido los incentivos a las energías renovables.

Existen diferentes tipos de centrales eléctricas, según sus fuentes, con diferente flexibilidad para adaptarse a la demanda. Así, la energía basada en el carbón y la de origen nuclear son energías típicamente de base, porque los reactores nucleares y las centrales térmicas suelen mantenerse, por razones técnicas, en altos niveles de potencia y disponibilidad en términos de horas de funcionamiento al año. La energía eólica es intermitente y variable según las condiciones meteorológicas, por lo cual tampoco sirve para atender a las puntas de la demanda, e incluso puede aumentar los desajustes del sistema al cesar el viento en amplias zonas en coincidencia con una hora de fuerte consumo. De las energías térmicas o generadas mediante combustibles fósiles, las que admiten mayor flexibilidad son las centrales de gas en ciclo combinado, pero sus costes de generación en régimen variable son elevados. La energía hidroeléctrica es la única que permite acomodarse a la curva de demanda y actuar sinérgicamente con las variaciones de otras renovables, con un coste mínimo si se dispone de suficiente capacidad en los embalses y de los sistemas necesarios de bombeo para aprovechar los excedentes de energía cuando éstos se produzcan.

2.4.1 Características económicas de las tecnologías de generación.

Desde el punto de vista económico, las tecnologías se caracterizan por sus diferentes estructuras de costes y por su capacidad para adaptarse a las variaciones de la demanda con la suficiente rapidez. Esto hace que sea eficiente que, en un mismo instante, estén produciendo varias tecnologías diferentes.

Son diversas las causas que lo motivan. Por un lado, las diferentes estructuras de costes de cada tecnología. Estos costes se pueden dividir en costes fijos y costes variables. Los costes fijos son principalmente la inversión que tienen que realizarse para su construcción. Los costes variables recogen los costes del combustible, de la operación y mantenimiento y, en la actualidad, también los costes de las emisiones.

Atendiendo los costes, las tecnologías se pueden clasificar en:

- Tecnologías de base (nucleares, algunas de las centrales de carbón y ciclos combinados existentes), con costes fijos relativamente elevados y costes variables relativamente bajos. Con ello, son las más económicas para un funcionamiento intensivo.

2.4 PLANIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

- Tecnologías de punta (centrales de fuel, turbinas de gas), con costes fijos bajos y costes variables altos. Por lo tanto son las más baratas para un funcionamiento puntual y escaso.
- Tecnologías intermedias (algunas centrales de carbón y ciclos combinados existentes, centrales hidráulicas regulables), con costes fijos y variables intermedios respecto a los de las centrales de base y punta.

Resumiendo, las centrales con elevados costes fijos tienen unos costes variables más bajos, y al revés: las centrales con costes fijos más bajos tienen unos mayores costes variables. Si existiera una tecnología con bajos costes fijos y variables, sería la única utilizada [Usola 10a].

Considerando que hubiera únicamente una tecnología correspondiente a cada una de las tres categorías anteriores, el coste total unitario en función del número de horas de funcionamiento al año de cada una de estas tres tecnologías vendría definido por las curvas de costes medios de capacidad (CMC). Su expresión matemática viene dada en [Stoft 02].

$$CMC = CF + \alpha CV(R / MWh)$$

donde

$$CF = \frac{1}{8,76} \cdot \frac{r \cdot OC}{1 - \left(\frac{1}{1+r} \right)^T} (R / MWh)$$

OC es el *overnight cost* o *coste inmediato* de la central (esto es, el coste de la central si se construyera instantáneamente en un momento dado) en R/kW, r es la tasa de descuento anual, y T es la vida de la planta en años. Los costes fijos equivalen a la inversión realizada, anualizada para los años de vida de la central. En esta formulación se expresan en (R/MWh), por lo que se utiliza el factor de conversión 8,76, que permite pasar de (R/kW-año) a (R/MWh). α es el “*factor de capacidad*” de la central ($0 \leq \alpha \leq 1$). Es la relación entre la energía producida y la máxima producible en un periodo de tiempo, normalmente un año. Por lo tanto nos indica el nivel de utilización de la central.

$$\alpha = \frac{E_{generada}}{E_{máxima.producible}}$$

Esta representación de los costes de las centrales es muy sencilla, pues se ha supuesto que los costes variables de la central son lineales y dependen del factor de capacidad.

Otra forma muy generalizada de expresar los costes de una central son las que representan el coste medio de la energía (CME) producida en función del factor de capacidad α .

$$CME = \frac{CF}{\alpha} + CV(R / MWh)$$

CAPÍTULO 2: MERCADO ELÉCTRICO.

El coste medio de la energía a su vez es conocido como Levelized Cost of Electricity (LCOE) [IEA et al 10], [Stoft 02].

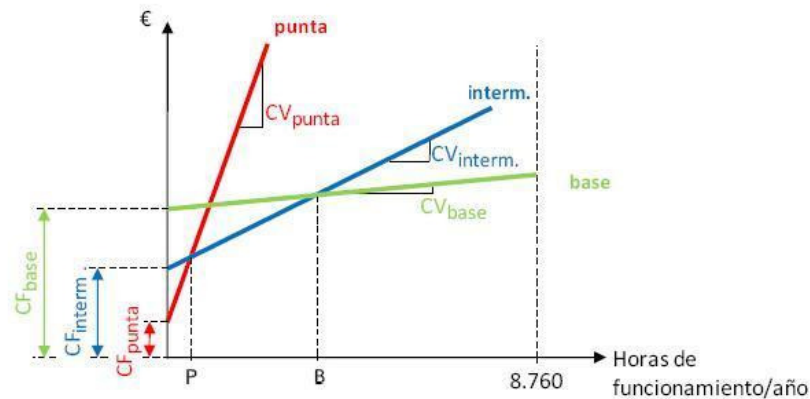


Figura 6. Curva de costes medios de capacidad de diferentes centrales.

A la vista de estas curvas, resulta evidente que cada tecnología es óptima (mínimo coste total) para un determinado número de horas de funcionamiento esperado al año.

Para unas horas de funcionamiento esperadas al año entre 0 y P, la tecnología óptima (mínimo coste total) es la de punta. Para unas horas de funcionamiento esperadas al año entre P y B, la tecnología óptima es la intermedia. Para unas horas de funcionamiento esperadas al año mayores que B, la tecnología óptima es la de base. Como es de suponer, cualquier cambio en los costes fijos y/o variables de cualquier tecnología supone una modificación de los puntos de intersección entre las rectas y por lo tanto de los tiempos óptimos de funcionamiento de cada tipo de central.

Atendiendo ahora a la demanda, ésta se muestra muy volátil a lo largo de cada día, mostrando una diferencia muy significativa entre la hora de mínima y máxima demanda diaria. Esta variabilidad se repite a lo largo de las semanas y del año motivado por diversos parámetros como son la laboralidad, la estacionalidad, la temperatura, etc.

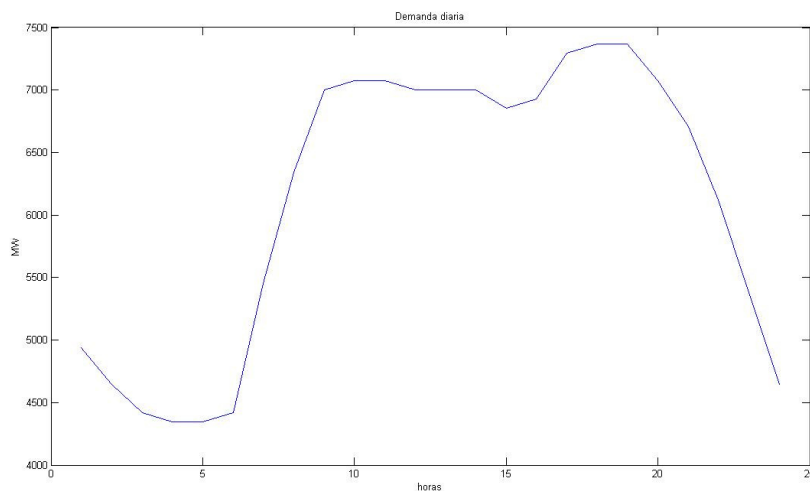


Figura 7. Curva de demanda diaria.

2.4 PLANIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

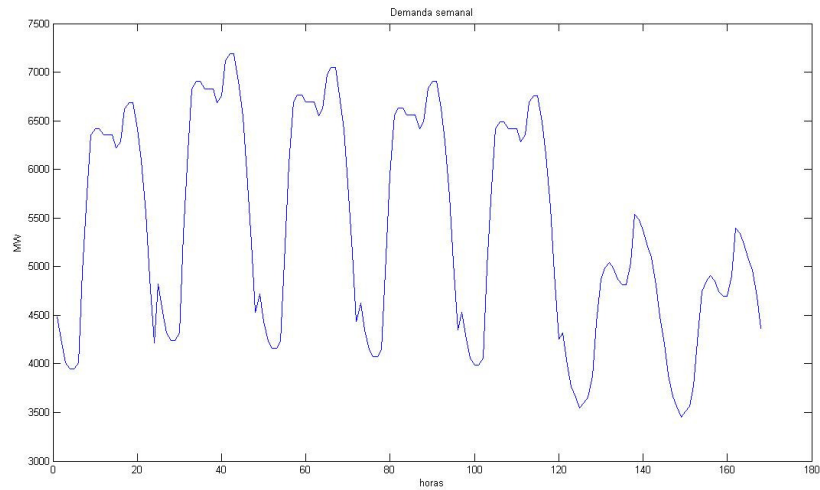


Figura 8. Curva de demanda semanal.

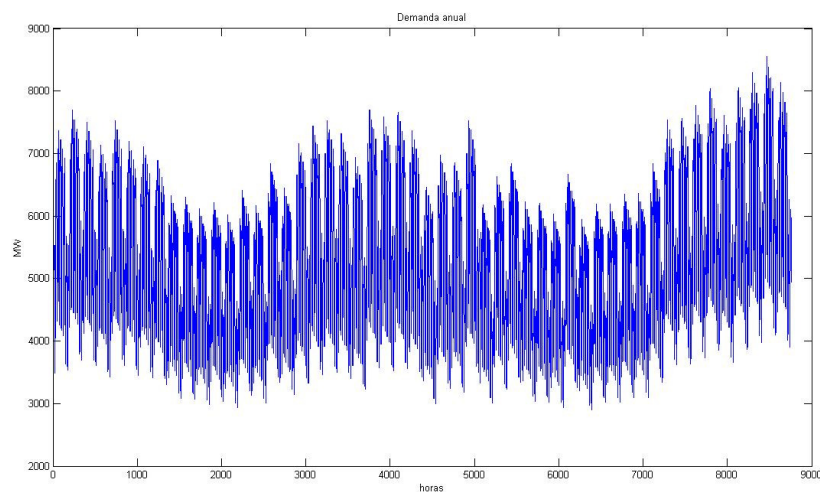


Figura 9. Curva de demanda anual.

Ordenando la demanda en cada hora del año de mayor a menor, resultaría una curva como la mostrada en la siguiente figura, generalmente conocida como curva carga-duración o monótona de demanda.

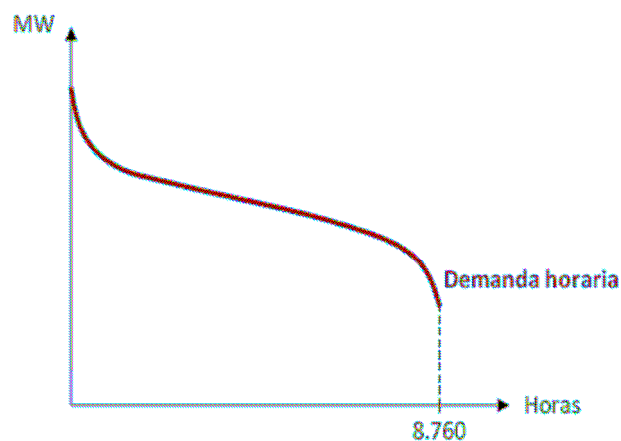


Figura 10. Curva Carga-Duración.

Para cubrir esta demanda de forma eficiente (al mínimo coste total) habría que utilizar cada una de las tecnologías óptimas para cada uno de los rangos de horas de funcionamiento anteriormente descritos. Cubriendo la demanda de acuerdo a este criterio resulta que cada tecnología funciona al año un número de horas dentro del cual la misma es óptima, es decir, es la tecnología de mínimo coste. Así, resulta un parque de generación (potencia instalada de cada tipo de tecnología) que minimiza el coste total de la generación eléctrica tal y como se representa en la siguiente figura.

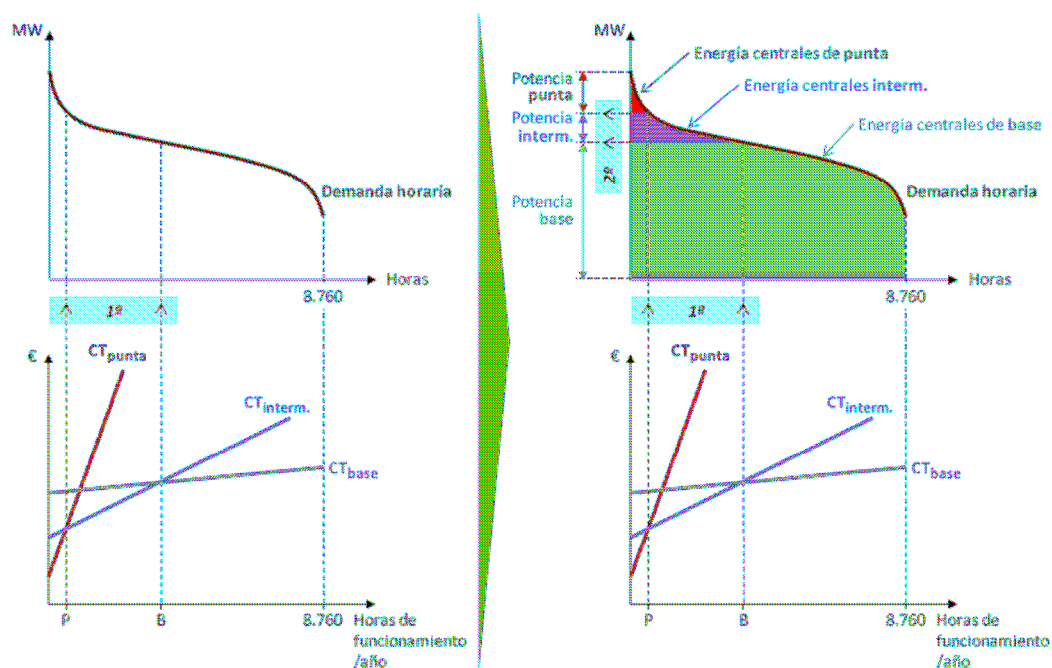


Figura 11. Determinación del parque óptimo de generación a partir de la curva de costes y de la curva carga-duración [EYS].

Las intersecciones de estas curvas indican los puntos en los que los costes de las distintas centrales o tecnologías coinciden, y por tanto separan las zonas (horas de funcionamiento) en las que una tecnología es más eficiente que otras. Estos puntos dan, por tanto, el factor de funcionamiento óptimo de cada tecnología. Hay que distinguir entre el factor de capacidad y factor (horas) de funcionamiento. El primero relaciona la generación realizada con la máxima que podría producir funcionando en continuo a plena carga. El factor de funcionamiento tiene en cuenta el tiempo que está funcionando en función del total, independientemente de la generación que esté produciendo. Sólo coincidirían en valor en el caso de que la central, siempre que estuviese arrancada, funcionase a plena carga.

A partir de esta utilización óptima, para una curva carga-duración dada se puede determinar cuál es la potencia necesaria de cada tecnología que hay que instalar en el sistema para conseguir este factor de capacidad. Esto se realiza a partir, igualmente, de las curvas de costes de cada tecnología.

Por tanto, se observa que para satisfacer la demanda de forma óptima (al mínimo coste) es necesario que en determinados instantes haya más de una tecnología generando electricidad. Asimismo, es importante resaltar que sólo si la demanda se satisface al mínimo coste será posible ofrecer a los consumidores los precios más bajos posibles.

2.4 PLANIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

En la anterior explicación se ha asumido en todo momento que la demanda y los costes son conocidos con exactitud. En realidad ninguno de estos datos se puede conocer exactamente y por lo tanto ha de ser tenido en cuenta en el proceso de decisión.

En este estado óptimo del parque de generación, un sistema eléctrico tiene la capacidad instalada óptima para su nivel de carga, de acuerdo con los costes de generación de cada tecnología. Este estado es más una referencia que una realidad por diversos motivos [Usaola 10a]:

- La demanda de un sistema varía con el tiempo, no solo en cantidad, sino en su distribución en el tiempo, y como respuesta a posibles políticas de ahorro y eficiencia energética.
- Los precios de los combustibles (especialmente del petróleo y gas) pueden ser muy volátiles, y cambiar completamente el escenario considerado.
- El parque de generación de un sistema no puede cambiarse rápidamente, y arrastra las consecuencias de decisiones pasadas, tomadas teniendo en cuenta consideraciones posiblemente distintas.
- La evolución de la tecnología puede hacer que los costes considerados varíen notablemente.
- Los tiempos de construcción de las centrales son muy dilatados en algunos casos, por lo que resulta difícil llegar a esta situación óptima.

Por último, es necesario considerar que en los momentos en los que la demanda varía de forma brusca (incrementándose o reduciéndose) no todas las tecnologías son capaces de variar su producción con la necesaria rapidez (recordar que, al no ser la electricidad un producto almacenable, la producción debe igualar a la demanda en todo momento). Así, esta restricción física hace que, en dichos momentos, parte del consumo deba ser satisfecho por aquellas tecnologías con capacidad de “seguir” a la demanda, aunque éstas no sean las de menor coste. Este es otro factor que explica que en un mismo instante haya diferentes tecnologías generando electricidad.

También a partir de la consideración conjunta de las curvas de costes medios de capacidad y la monótona de demanda se puede estimar el precio de la energía en el sistema en el punto de equilibrio. En efecto, el precio de la energía en cada hora es el coste variable de la tecnología más cara presente, con hipótesis de mercado en competencia perfecta y sin efectos de poder de mercado. Por lo tanto, considerando el ejemplo de la Figura 11, el precio de toda la energía generada entre el origen de coordenadas y el punto P, será igual al coste variable de la tecnología punta, independientemente del origen de la energía. Entre los puntos P y B, la energía producida cobrará el valor del coste variable de la tecnología intermedia y el resto de la energía percibirá el valor del coste variable de la tecnología de base.

En estas circunstancias, todos los generadores recuperan sus costes variables con la venta de la energía. Los costes fijos se recuperan cuando una tecnología más cara marca precio. La tecnología punta no recupera sus costes fijos al no existir ninguna tecnología

con costes variables superiores. Para que esta situación sea económicamente sostenible es necesario establecer algún tipo de remuneración extraordinaria soportada por los consumidores. Este suplemento al precio de la energía se conoce como **“pago por capacidad”** (PC) y lo cobrarían todos los productores, con derecho al mismo, en función de la potencia instalada. Se trataría de un incentivo adicional para asegurar que exista potencia disponible cuando es necesaria. Existen tecnologías que no pueden garantizar dicha disponibilidad, como la eólica, y por lo tanto que no tendrían derecho al cobro. Para que el sistema sea económicamente neutro, el valor del pago por capacidad se calcularía de la siguiente forma:

$$PC = \frac{CT - I}{PI} (R / MW)$$

Donde PC es el pago por capacidad en R/MW instalado, CT son los costes totales del sistema, I son los ingresos por venta de energía y PI es potencia instalada en MW. En el presente estudio se mostrará el resultado dividido entre 8.760 horas que tiene el año para poder comparar el pago por capacidad con los costes fijos de las centrales. En el parque óptimo de generación de un sistema, el pago por capacidad coincide con el coste fijo de la tecnología de punta. De ésta forma, en dicho parque óptimo, ninguna tecnología presentaría pérdidas ni ganancias, obteniendo un balance económico neutro no sólo del sistema, sino por tipo de central. En un parque de generación distinto del óptimo, el sistema sería globalmente neutro, pero no así tecnología por tecnología ya que algunas presentarían pérdidas y otras ganancias, que sumadas se anularían.

El pago por capacidad supone un sobre coste de la energía del que han de hacerse cargo los consumidores mediante el **“sobreprecio de la energía”**(SE). Éste repercute el pago por capacidad en cada MWh consumido. Por lo tanto se obtiene de dividir la diferencia entre los costes y los ingresos entre la demanda total (DT):

$$SE = \frac{CT - I}{DT} (R / MWh)$$

2.4.2 Introducción de energías renovables intermitentes.

En la actualidad las energías renovables están teniendo un desarrollo muy importante, presentando cada vez un papel más destacado en el suministro energético de algunos sistemas eléctricos. Éstas energías se caracterizan por ser intermitentes, dependientes de un recurso natural no almacenable (viento, sol, etc.), por lo tanto, no programables y difícilmente previsibles. La producción está condicionada por el recurso, independientemente de las condiciones de mercado. Por ello es muy importante conocer los efectos que ocasionan en un sistema ya establecido.

El primer efecto es sobre las reservas del sistema. Debido a la incertidumbre existente en la determinación de la producción renovable intermitente, es necesario aumentar las reservas del sistema, con el sobre coste que ello implica, para poder adsorber, tanto un exceso como un defecto de generación renovable con respecto a la prevista. Se han mejorado tanto las previsiones de generación como la fiabilidad de la

2.4 PLANIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

tecnología, pero aún así la generación final no coincide exactamente con la estimada. Del coste del desvío ha de hacerse cargo el causante del mismo, ya que la participación en los mercados eléctricos implica un compromiso de entrega de la energía en un momento dado, que debe conocerse con antelación. Para las energías renovables esta integración es más problemática en cierto sentido que para la generación convencional, pero resulta un incentivo de cara a tratar de mejorar las previsiones y reducir el desvío.

Además existen efectos sobre el precio de la energía y sobre la capacidad instalada. Estos efectos no son exclusivos de la generación renovable. Ocurren con toda la energía con coste marginal nulo. A corto plazo, la integración de la generación renovable origina una disminución del precio de venta de la energía. En el caso que ésta acuda a mercado, se produce un desplazamiento de las curvas de generación ocasionando la bajada del precio. En este caso, por tanto, se ha considerado que las energías renovables participan en el mercado y que presentan ofertas al mismo como precio aceptantes, a un precio nulo.

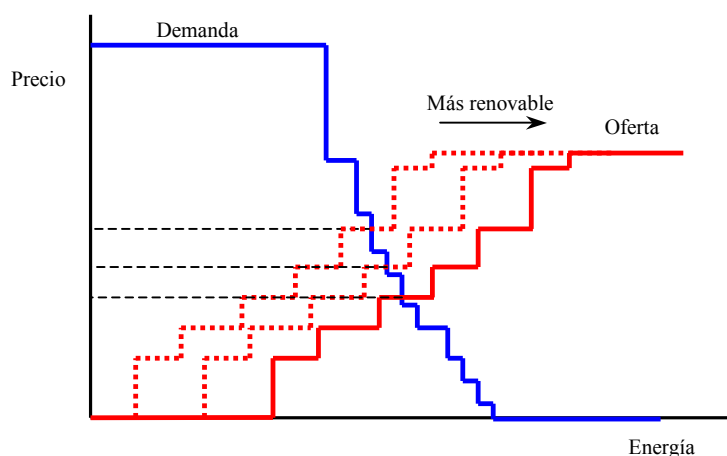


Figura 12. Efecto de las energías renovables sobre los precios a corto plazo.

En el caso que las energías renovables no acudan a mercado, el efecto de la generación es una disminución de la demanda a cubrir por el resto de tecnologías.

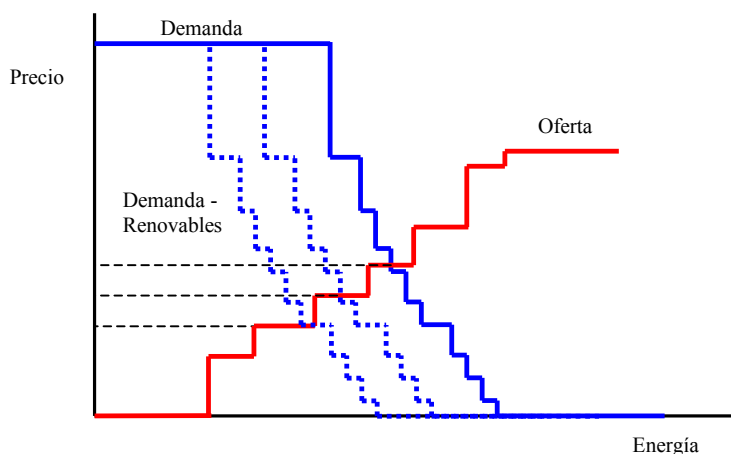


Figura 13. Efecto de las energías renovables sobre los precios a corto plazo, cuando se considera una demanda negativa.

Se trata de un efecto a corto plazo, esto es el efecto que produce la integración de energías renovables en un sistema con un parque generador dado. Sin embargo, esta

situación no puede ser mantenida a largo plazo porque, como se verá en los párrafos siguientes, no es económicamente sostenible [Usaola 10b].

Para analizar los efectos de la generación renovable en un sistema en equilibrio se ha considerado un mercado en el que sólo existen 2 tipos de centrales térmicas: de punta y de base. Las energías intermitentes no pueden modelarse como una curva de costes debido su carácter no programable, que no permite su gestión en función de sus costes, sino que producen siempre que el recurso (intermitente) esté disponible. Por tanto, el efecto de estas energías deberá modelarse como una disminución de los niveles de carga, y por tanto, una bajada de la curva monótona de carga. Esta bajada no es lineal ni uniforme, sino que puede variar a lo largo de la curva.

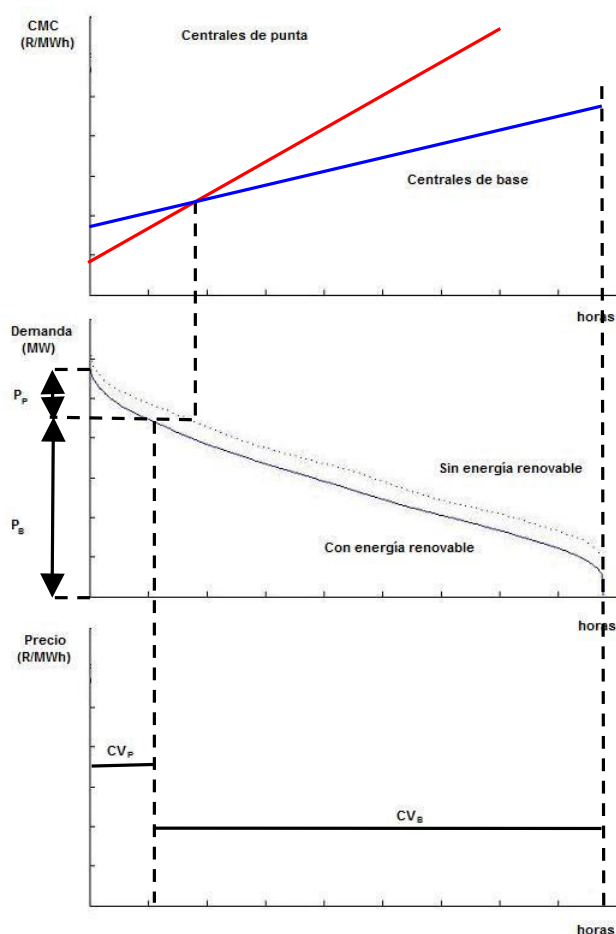


Figura 14. Efecto de las energías renovables sobre los precios a corto plazo.

Al incluir la generación renovable, el parque de generación deja de ser el óptimo. Las centrales de punta reducen sus horas de funcionamiento y por lo tanto disminuye el número de horas en las que marca precio. Por lo tanto, el precio de la energía se reduce. El sistema deja de ser una situación de equilibrio y las centrales de base no son capaces de recuperar sus costes fijos. Éstas tenderán a desaparecer, ocupando el hueco dejado las centrales de punta, las cuales sí recuperan sus costes fijos debido al pago por capacidad. Estas variaciones de potencia instalada tratan de reequilibrar el sistema.

2.4 PLANIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

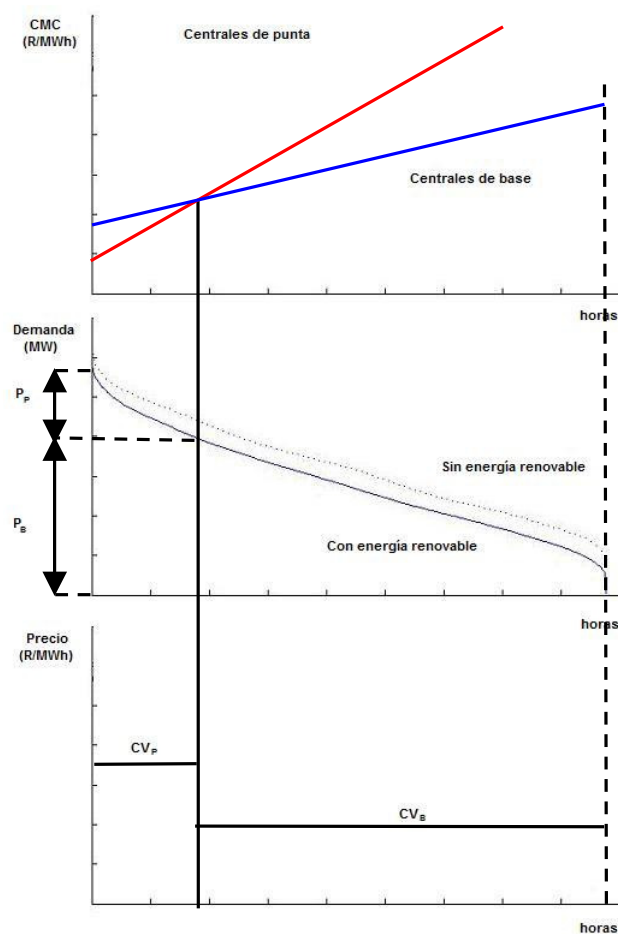


Figura 15. Situación de equilibrio con generación eólica.

En esta nueva situación de equilibrio las centrales de punta han ganado presencia en el sistema debido al mayor apuntamiento de la curva monótona de demanda. El precio de venta de la energía vuelve a recuperar el valor inicial, previo a la introducción de generación renovable intermitente. Al tratarse de un sistema en equilibrio, el pago por capacidad será igual al coste fijo de las centrales de punta. Al no variar los costes de las centrales, no variaría el valor del pago por capacidad. Por lo tanto, a largo plazo, la introducción de energías renovables no supone una variación en el precio de venta ni en los costes de la energía, pero sí altera en el parque de generación óptimo.

2.4.3 Introducción de hidráulica programable.

Hasta este momento se han comentado los efectos de las energías intermitentes en las cuales no se puede almacenar la energía, que son la mayoría de las renovables (energía eólica, solar, etc.). Pero existen energías renovables que permiten un cierto almacenamiento para poderlo disponer en el momento que más interese. Éste es el caso de la energía hidroeléctrica. En los embalses se puede almacenar un cierto volumen de agua para poder turbinar en los momentos en los cuales el precio de la energía es más alto. No se puede almacenar de forma indefinida, ya que se corre el riesgo de tener que inicial vertidos controlados (que no producen energía, y por lo tanto tampoco aporta beneficios económicos) en el caso de tener una entrada mayor de agua de la que se es capaz de turbinar.

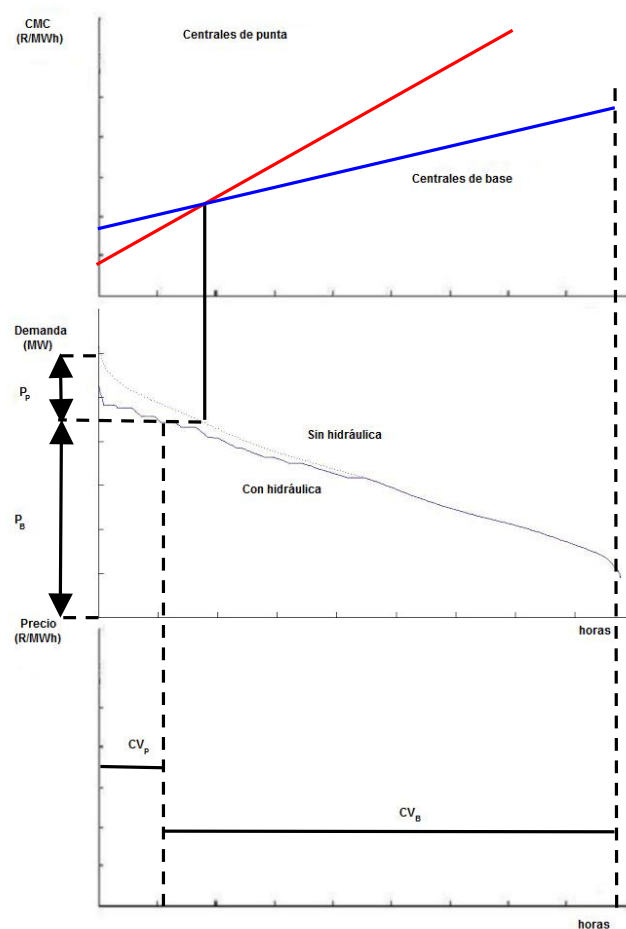


Figura 16. Efecto de la generación hidráulica sobre los precios a corto plazo.

De cara a maximizar los ingresos económicos de estas centrales, se programa la producción en los momentos de precios más altos. Se genera en las puntas de demanda, lo que ocasiona una reducción del hueco para las centrales térmicas. Por lo tanto, en un parque de generación ya establecido, desplaza parte de la producción de las centrales de punta, reduciendo las horas de funcionamiento de éstas y bajando el precio medio de venta de la energía. Además, se produce un exceso de potencia instalada, la cual no se emplea y no produce energía al no ser necesario. Con todo ello, las centrales de base no recuperan sus costes fijos. Por tanto, las centrales de este tipo se irán cerrando a medida que concluya su vida útil, y serán sustituidas por centrales de punta, que sí recuperan sus costes fijos a través del pago por capacidad. Desde el punto de vista del óptimo de generación, podría darse el caso de que las centrales de punta también redujesen su potencia instalada, si el aumento de potencia de las centrales de punta para cubrir el hueco de las centrales de base fuese menor que la potencia hidráulica disponible en punta.

En la nueva situación de equilibrio se tendría el mismo precio de la energía que en la situación de equilibrio previa a la introducción de la generación hidráulica.

2.4 PLANIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

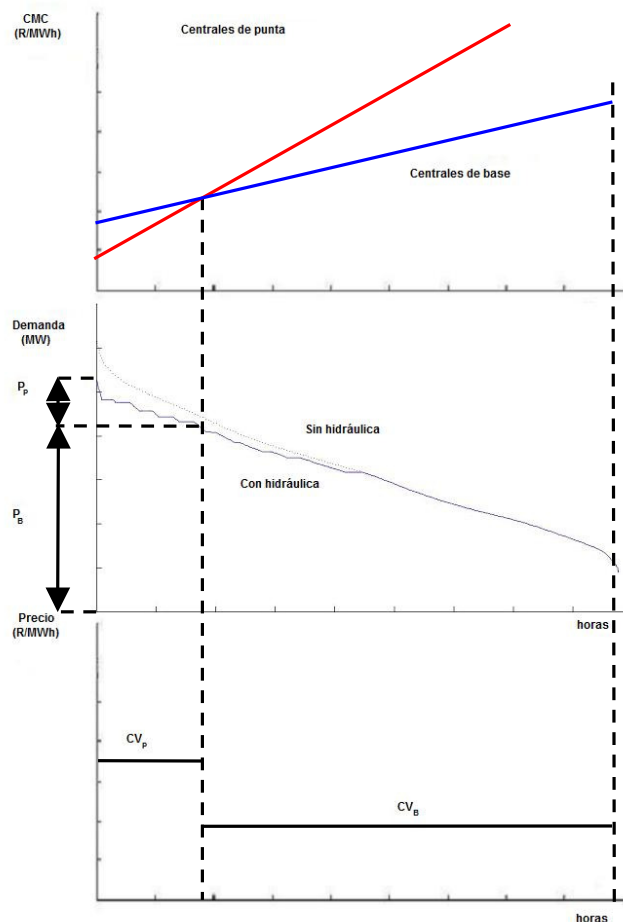


Figura 17. Situación de equilibrio con generación hidráulica.

Otro tema son los costes de las tecnologías renovables. En los últimos años, debido al gran fomento de las mismas, se ha producido un gran desarrollo tecnológico y un importante abaratamiento de los costes. A pesar de ello, estos costes son superiores a los de las centrales convencionales, por lo que las energías renovables no resultan competitivas, y lo que es más importante, no recuperan sus costes. Por esta razón, las energías renovables están subvencionadas en aquellos países en los que la presencia es importante o se pretende que lo sea.

Existen múltiples mecanismos de apoyo a las energías renovables. Algunos de éstos mecanismos están relacionados con los precios que terminan cobrando los productores por la energía generada. Se denomina “tarifa” el precio fijo al cual se remunera toda la generación. Es independiente del mercado y se suele repercutir en los consumidores. Otra opción es cobrar el precio del mercado eléctrico más una “prima”. Ésta puede ser fija o estar limitada en función del precio del mercado. El sobre coste que induce la prima se suele repercutir a los consumidores. Para que los generadores renovables no incurriesen en pérdidas, el valor de dicha prima vendría definido por:

$$Prima = \frac{C - I}{GR} (R / MWh)$$

Donde C son los costes totales de las renovables, I son los ingresos, y GR es el total de la generación renovable.

La tarifa que ocasiona que el balance económico resulte neutro está definido por la misma fórmula teniendo en cuenta que los ingresos son nulos al no acudir a mercado.

2.5 Parámetros mostrados.

A modo de recapitulación, a continuación se definen teóricamente los parámetros empleados en el presente estudio. Alguno ya ha sido definido previamente pero se vuelven a explicar para disponerlos todos de forma agrupada y ordenada.

Pago por capacidad: Incentivo adicional a los generadores para mantener el nivel de inversiones necesario para abastecer la demanda prevista. Trata de sufragar el coste fijo de las centrales de punta que de otra forma no podrían recuperar. Se obtiene de dividir la diferencia entre los costes y los ingresos entre el número de horas del año y potencia térmica total instalada:

$$\text{PagoCapacidad} = \frac{\text{Costes} - \text{Ingresos}}{\text{horas} \cdot \text{PotenciaTérmicaTotal}}$$

Se denominan “costes” la suma de todos los costes, tanto fijos como variables, en los que incurren las centrales para generar la electricidad demandada. Como costes sólo se tienen en cuenta los de las centrales térmicas. No se tienen en cuenta los costes de las centrales hidráulicas debido a la imposibilidad de tener un dato representativo de dicha tecnología. Además, en este estudio, se considera una tecnología amortizada y por lo tanto se considera que no tiene que percibir pagos por capacidad. Tampoco se tienen en cuenta los costes de la generación eólica ya que debido a la variabilidad de su generación no pueden garantizar su disponibilidad cuando se requieren y por lo tanto no tiene que percibir pagos por capacidad. Los “ingresos” son el total de retribuciones obtenidas por las centrales térmicas por la venta de la energía.

Sobreprecio de la energía: Representa el precio extra que recae sobre cada MWh debido a la instauración del Pago por Capacidad. Se obtiene de dividir la diferencia entre los costes y los ingresos entre la energía total:

$$\text{SobreprecioEnergía} = \frac{\text{Costes} - \text{Ingresos}}{\text{TotalDemanda}}$$

El criterio aplicado para el cálculo de los costes es el mismo que el empleado en el pago por capacidad.

Coste medio de la energía: Representa el precio medio de la energía en todo el periodo de estudio (1 año). Se obtiene de dividir los ingresos totales de todas las tecnologías entre la energía generada:

$$\text{CosteMedio} = \frac{\text{IngresosGeneradores}}{\text{TotalDemanda}}$$

2.5 PARÁMETROS MOSTRADOS.

En los ingresos de los generadores se incluyen los pagos por la energía generada por las hidráulicas y las eólicas, pero no la prima de esta última.

Pago por capacidad sin pérdidas (SP): Se trata del pago por capacidad con el cual ninguna tecnología con derecho al mismo, tendría pérdidas. A diferencia con el pago por capacidad, éste no busca el balance económico neutro del sistema, sino que ninguna tecnología presente pérdidas. En el parque óptimo de generación coincidiría el pago por capacidad con el pago por capacidad sin pérdidas. Para calcularlo se suma al pago por capacidad el mayor valor de dividir las pérdidas de cada tecnología entre su potencia y las horas del año.

$$PagoCapacidad(SP) = PagoCapacidad + Máx \left(\frac{Pérdidas_{tecnologíaX}}{8760h \cdot Potencia_{tecnologíaX}} \right)$$

El **sobrepago de la energía sin pérdidas (SP)** y el **coste medio de la energía sin pérdidas (SP)** se calculan teniendo en cuenta el incremento del pago por capacidad para que no existan pérdidas en ningún grupo generador.

Precio medio de venta: Representa el precio medio de venta de la energía generada. Se obtiene de dividir los ingresos por venta de la energía entre la energía generada:

$$PrecioMedioVenta = \frac{IngresosVentaEnergía}{TotalDemanda}$$

Emisiones de CO₂: es el total de emisiones de dióxido de carbono en el periodo estudiado. Se ha obtenido realizando el sumatorio del producto de la energía generada por tecnología por su factor de emisión:

$$EmisionesCO_2 = \sum Energía \cdot FactorEmisión$$

Prima eólica: es el valor del pago, en €/MWh, que han de percibir los generadores eólicos con el cual se consigue que el balance entre ingresos y costes sea nulo:

$$PrimaEólica = \frac{CosteEólicoTotal - IngresoEólico}{EnergíaEólica}$$

Factor de capacidad: se define como la relación entre la energía generada por una instalación, durante un período dado y la que se hubiera producido si durante ese período hubiese estado funcionando continuamente a potencia nominal. En general, el factor de capacidad se calcula para un período de un año (8.760 horas), aunque puede ser calculado para cualquier otro período:

$$FactordeCapacidad = \frac{EnergíaGenerada(anual)}{PotenciaNominal \cdot 8760}$$

CAPÍTULO 2: MERCADO ELÉCTRICO.

Factor de disponibilidad: se define como la relación entre el tiempo que una central está generando o preparada para funcionar y el tiempo total del periodo. Indica el tiempo que una central está preparada para funcionar libre de averías o mantenimientos.

$$\text{Factor de Disponibilidad} = \frac{\text{Tiempo Disponible}}{\text{Tiempo Total}}$$

Capítulo 3

Definición del caso de estudio.

3.1 Introducción

Para cualquier estudio es básico tener unos datos de partida sólidos y fiables para poder obtener unos resultados válidos y representativos. Como se estudiará en los capítulos siguientes, cualquier pequeño cambio de las variables de entrada, puede afectar sensiblemente a los resultados finales. En el presente estudio existen dos parámetros básicos sobre los que se sustenta todo el trabajo: la curva de demanda y los costes de generación.

Con relación al estudio de un sistema eléctrico, hay múltiples fuentes de información. Al ser la energía eléctrica un servicio facturable, existe un interés económico que origina que haya medidas fiables de consumos. Por lo tanto, hay datos históricos de demanda de un gran número de países. La demanda es cambiante en función de múltiples parámetros (estacionalidad, festividades, condiciones meteorológicas, etc.) y evoluciona con el tiempo (evolución económica, tendencias de consumo, etc). Por lo tanto, el problema radica en que no existe un patrón único de la demanda válido para todos los casos existentes de todos los sistemas eléctricos. Aun así, se tiene suficiente información para estimar la demanda en horizontes próximos (días) en sistemas concretos con una precisión aceptable. Se debe a que existen pautas conocidas y muy estudiadas que permiten obtener altos niveles de fiabilidad.

Con respecto a los costes de generación el problema es bien distinto. No hay muchas fuentes de información y los datos son muy dispares. Unas veces por no tener

experiencias recientes de construcción de algún tipo de tecnología (p.e. centrales nucleares) y otras porque los tecnólogos son reacios a dar un “precio fijo” si no que depende de múltiples parámetros como son elementos accesorios, contratos de mantenimiento, requisitos medioambientales, etc.

3.2 Demanda de generación.

La demanda de generación es un parámetro ampliamente estudiado de cara a conocer su comportamiento y para poder predecir de forma anticipada la misma. Actualmente existen múltiples modelos que definen la demanda de sistemas eléctricos con una fiabilidad bastante alta.

En el presente estudio se partió de la demanda definida en un artículo del Institute of Electrical and Electronics Engineers [IEEE 99]².

El artículo en cuestión describe un sistema de prueba (RTS-96) para su uso en estudios de fiabilidad de sistemas eléctricos. Éste sistema de prueba permite realizar estudios comparativos independientemente de la técnica empleada.

En el Apéndice 1 se describe como se construye la curva de la demanda empleada en el presente trabajo. Se define una curva de demanda horaria anual tal y como indica “*The IEEE Reliability Test System - 1996*” [IEEE 99].

Las figuras 7,8 y 9 muestran los resultados obtenidos para un día concreto, una semana y el año estudiado. La figura 7 muestra un día de invierno en el que se aprecia claramente el valle nocturno, el llano de la mañana y la punta del día por la tarde. La figura 8 muestra una semana de invierno y se observa la variación de la demanda a lo largo de la semana y la reducción que se produce del consumo durante el fin de semana. Por último, en la figura 9 se observa las variaciones estacionales sufridas por la demanda y las progresivas transiciones entre ellas. En primavera y en otoño el consumo es inferior al verano y al invierno, periodos en los cuales se alcanzan las puntas de demanda anuales. Por lo tanto, puede decirse que la demanda empleada en el caso sigue pautas similares a las reales de varios países desarrollados del hemisferio norte.

Para obtener la curva carga-duración se ordenó la demanda de mayor a menor obteniéndose la siguiente curva.

² El IEEE se trata de una asociación técnico-profesional mundial dedicada a la estandarización, entre otras cosas. Es la mayor asociación internacional sin ánimo de lucro formada por profesionales de las nuevas tecnologías. El propósito principal del IEEE es fomentar la innovación tecnológica y excelencia en beneficio de la humanidad y sociedad [IEEE].

3.3 COSTES DE GENERACIÓN.

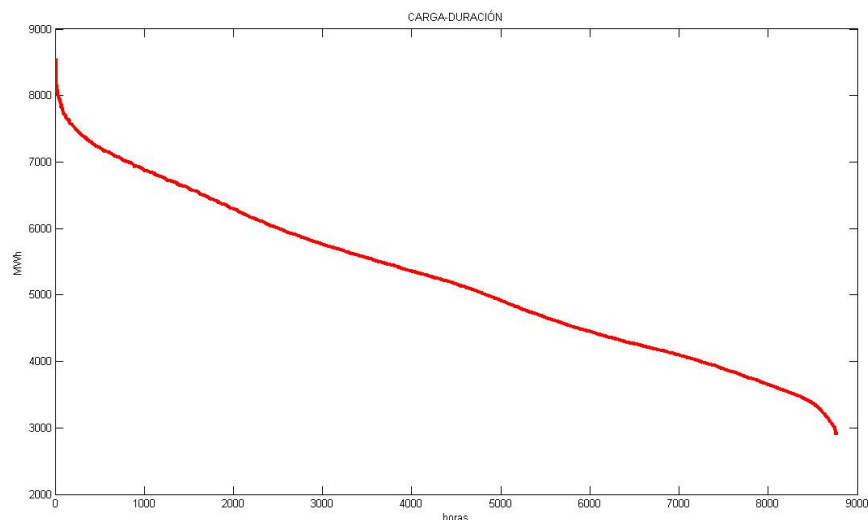


Figura 18. Curva Carga-Duración empleada en el caso.

3.3 Costes de generación.

Los costes de las distintas tecnologías se han obtenido del informe periódico que, de forma conjunta, editan la Agencia Internacional de la Energía (IEA), la Agencia de la Energía Nuclear (NEA) y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). Concretamente en la edición del 2010 de “*Projected Cost of Generating Electricity*” [IEA et al 10]. Dicho estudio incluye datos de 21 países y 190 centrales. El grueso de la información proviene de un grupo de expertos que representan a 16 países miembros de la OCDE (Austria, Bélgica, Canadá, República Checa, Francia, Alemania, Hungría, Italia, Japón, Corea del Sur, México, Países Bajos, Eslovaquia, Suecia, Suiza y Estados Unidos). Además se cuenta con información de 3 países no pertenecientes a dicha organización (Brasil, Rusia y Sudáfrica) y de la información de la propia industria [ESAA (Australia), EDF (Francia), Eurelectric (Unión Europea) y EPRI (Estados Unidos)]. Por último se han tenido en cuenta la información oficial del Gobierno Chino acerca de 20 centrales en construcción en dicho país.

En los datos empleados existe un cierto grado de incertidumbre debido a cinco razones principalmente.

En primer lugar la liberalización de los mercados energéticos ha reducido el acceso a los costes de producción. Las empresas privadas indican que ese tipo de datos son confidenciales y afectarían a la competencia en caso de hacerlos públicos.

En segundo lugar, las diferentes políticas introducen más incertidumbre en los costes de cada una de las tecnologías. La tendencia de reducción de las emisiones de gases contaminantes ha originado nuevas políticas que afectan de forma directa e indirecta a los costes del CO₂.

CAPÍTULO 3: DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.

El tercer factor que afecta a la incertidumbre de los datos presentados es la evolución de las tecnologías de generación de electricidad. Después de dos décadas de relativa estabilidad, el sector está presentando un número significativo de desarrollos tecnológicos. Una nueva generación de centrales nucleares más económicas y seguras se encuentran en fase de desarrollo. Lo mismo sucede con las centrales de carbón con eficiencias superiores al 50 %. Además, podrían existir otros cambios que afectaría a los costes como pueden ser las “Smart Grids” de las cuales se desconocerían los efectos.

El cuarto factor de incertidumbre es debido a que sólo se tienen datos recientes de construcción de centrales de gas (especialmente ciclos combinados) y renovables. Por lo tanto, del resto de tecnologías sólo se tienen estimaciones de los costes al desconocer tanto los costes de inversión como de operación y mantenimiento, especialmente de las nuevas generaciones de centrales. Es de suponer que tanto los costes de instalación como los de operación y mantenimiento se vean reducidos según se vayan instalando y operando centrales debido a una mayor experiencia, pero actualmente es difícil de precisar dicha evolución

La última fuente de incertidumbre es debida a que en los últimos 5 años se han observado cambios rápidos en los costes de las centrales. En el periodo entre 2004 y 2008 se produjo un aumento de los costes de las centrales de generación sin precedentes. No afectó a todas las tecnologías por igual pero todas lo sufrieron. A partir del 2008 la inflación se ha reducido por la crisis y en algunos casos concretos los costes se han reducido. En función del momento en el que definieron los costes, estos pudieron sufrir modificaciones importantes.

Los costes empleados sólo tienen en cuenta los costes propios de una central en funcionamiento continuo a carga base. No se tienen en cuenta los costes del transporte de la energía o el impacto que la operación del sistema tiene en las centrales. Por ejemplo, la participación de las centrales en regulación secundaria o el incremento del número de arranques y paradas aumenta tanto los costes de combustible (consumo de combustible en arranques y menor eficiencia) como los de operación y mantenimiento por una mayor degradación de la máquina.

Para el caso base, se han tenido en cuenta la información relativa a las centrales nucleares, las centrales térmicas de carbón sin captura de CO₂ y los ciclos combinados. También se han considerado los costes de la única turbina de gas (peaker) de la que se tienen datos, ya que por su bajo coste de instalación y gran flexibilidad de funcionamiento presentar un cierto auge en la actualidad.

Se han considerado como costes fijos (CF) los costes de instalación y la mitad de los costes de operación y mantenimiento (O&M). En el informe del IEA se muestra un valor único de costes de O&M por MWh producido. Se indica que los costes fijos de operación y mantenimiento se han anualizado y sumado a los costes variables de O&M para disponer de un solo valor. En ningún punto se indica la proporción que suponen los costes fijos de operación y mantenimiento sobre el total. Por ese motivo se ha tomado un valor arbitrario del 50% del coste de O&M como coste fijo y el otro 50% como coste variable. Como coste variable (CV) se ha tomado la suma de los costes de combustible, las emisiones y la mitad de los costes de operación y mantenimiento. En ningún caso se tiene en cuenta los costes de desmantelamiento ya que se pueden considerar despreciables frente al resto.

3.3 COSTES DE GENERACIÓN.

Los datos de referencia emplean como unidad económica el dólar. Se han convertido a euros con una equivalencia dólar/euro de 1,4 \$/€.

Los costes fijos se han anualizado considerando una tasa de descuento anual del 5% y una vida de la central de 60 años en las nucleares, 40 años en las centrales de carbón y de 30 años para el resto tal y como se recoge en el informe [IEA et al 10].

El coste de las emisiones se ha ajustado ya que en los datos disponibles se considera un precio de referencia de 30 \$/tonelada (aproximadamente 21 €/tonelada) mientras que actualmente se manejan cifras alrededor de 14 €/tonelada, valor el cual ha sido empleado.

Podría no haberse considerado el coste de las emisiones por dos razones: La primera es porque el Protocolo de Kioto sólo tiene vigencia hasta el 2012, por lo que posteriormente no está asegurada la existencia de un mercado de emisiones. Actualmente no existe ningún tratado firmado pero, como se demostró en la XV conferencia del clima celebrada en Copenhague en diciembre del 2009, la Unión Europea tiene intención de continuar limitando la emisión de gases de efecto invernadero. La segunda razón para no haber tenido en cuenta los costes de las emisiones sería porque en algunos países, como España, se conceden de forma gratuita unas cuotas de emisiones por instalación. Por lo tanto no deberían incluirse en los costes de las centrales. La realidad es que sí se tienen en cuenta en los costes ya que el no uso de estos derechos podría ocasionar un ingreso en la central por la comercialización de los mismos.

En la mencionada fuente, muestra unos valores de referencia por tecnología calculados como la mediana de cada uno de los valores disponibles de los países pertenecientes a la OCDE. Consideraba la mediana para eliminar la posible distorsión ocasionada por los datos extremos.

En el presente estudio se ha preferido calcular un valor medio propio no empleando algunos datos por las razones que seguidamente se indican. Se ha considerado el promedio de los datos y no la mediana para tener un valor medio. Al eliminar previamente algunos elementos de la muestra, ya se eliminan posibles distorsiones de los resultados. Sólo se han tenido en cuenta las centrales de los países miembros del OECD, por considerarlas más semejantes a las que nos encontramos en países desarrollados, tanto por costes de personal, como por controles medioambientales y de seguridad. No se han tenido en cuenta las centrales con captura de CO₂ por considerarlas poco desarrolladas y probadas. Para el cálculo de los costes de las centrales de carbón sólo se han tenido en cuenta las de carbón pulverizado, ya que las de lecho fluidizado y las supercríticas son minoritarias en el parque de generación. Estas dos últimas consideraciones son las que ocasionan una mayor discrepancia con respecto a los datos ofrecidos por el IEA. Sólo discriminan en las centrales de carbón entre centrales con y sin captura de CO₂. Al no hacer una diferenciación mayor, incluyen dentro de éstas las de lecho fluidizado y las supercríticas. Éstas presentan unos costes fijos más altos y unos costes de combustibles mucho más bajos al emplear un combustible de peor calidad en las primeras y ofrecer un mayor rendimiento en las segundas.

En la siguiente tabla se muestran todos estos datos:

CAPÍTULO 3: DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.

		POTENCIA (€/kW)	INSTALACIÓN (€/kW)	INSTALACIÓN (€/MWh).	CF (€/MWh)	O&M* (€/MWh)	COMBUSTIBLE (€/MWh)	CO ₂ (€/MWh)	CV (€/MWh)	LCOE (€/MWh)
NUCLEARES	PROPIA	1.426	3.437,38	23,54	29,29	11,49	6,62	0	12,37	46,83
	IEA	1.400	2.929,65	19,81	25,08	10,53	6,66	0	11,92	41,43
CARBÓN	PROPIA	817	1.806,19	13,59	17,78	8,39	13,77	11,40	29,37	50,29
	IEA	750	1.523,92	11,69	13,84	4,30	13,01	11,18	26,34	42,62
CICLO COMB	PROPIA	598	847,30	6,85	8,72	3,73	43,85	4,93	50,64	60,90
	IEA	480	763,55	5,99	7,59	3,20	43,66	4,92	50,18	59,11
T. GAS (Peaker)	PROPIA	150	371,43	3,09	5,01	3,84	66,06	7,43	75,41	81,30
	IEA	150	371,43	3,09	5,01	3,84	66,06	7,43	75,41	81,30
EÓLICA	PROPIA	25,44	1.855,24	14,24	23,21	17,94	0	0	8,97	98,24
	IEA	45,00	1.677,60	13,01	20,84	15,66	0	0	7,83	87,98

*La mitad del coste de O&M se considera coste fijo y la otra mitad coste variable.

Tabla 1. Tabla de costes por tecnología [IEA et al 10].

La principal diferencia entre el caso estudiado y las mediana indicada por IEA reside básicamente en unos costes inferiores de las centrales de carbón en el segundo caso (-15%). Esto se debe a un coste de instalación y de O&M un 14% y un 49% inferiores respectivamente, lo que a su vez ocasiona los costes medios de la energía más bajos. Del resto de tecnologías destaca la diferencia en el coste de instalación de las centrales nucleares, un 16 % inferior considerando la mediana del IEA frente a los datos empleados en el presente estudio. En el resto de datos no hay diferencias significativas entre unos valores y otros.

3.3.1 Segunda referencia de costes.

Se ha querido emplear una referencia de costes alternativa con la que poder validar los resultados obtenidos y así conocer la bondad de los mismos. Se han tomado costes del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). Más concretamente del informe “Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2011” [DOE].

NUCLEARES		INSTALACIÓN	O&M Fijo	Inv. Transp.			
F. Cap=0,90		90,10	11,10	1,00	CF	CV	LCOE
\$/MWh		81,09*	9,99*	0,90*	91,98	11,70	113,90
CARBÓN		INSTALACIÓN	O&M Fijo	Inv. Transp.			
F. Cap=0,85		65,30	3,90	1,20	CF	CV	LCOE
\$/MWh		55,51*	3,32*	1,02*	59,84	24,30	94,70
CICLO COMB		INSTALACIÓN	O&M Fijo	Inv. Transp.			
F. Cap=0,87		17,50	1,90	1,20	CF	CV	LCOE
\$/MWh		15,23*	1,65*	1,04*	17,92	45,60	66,20
T. GAS (Peaker)		INSTALACIÓN	O&M Fijo	Inv. Transp.			
F. Cap=0,30		45,80	3,70	3,50	CF	CV	LCOE
\$/MWh		13,74*	1,11*	1,05*	15,90	71,50	124,50
EÓLICA		INSTALACIÓN	O&M Fijo	Inv. Transp.			
F. Cap=0,34		83,90	9,60	3,50	CF	CV	LCOE
\$/MWh		28,53*	3,26*	1,19*	32,98	0,00	97,00

*Valores calculados para un factor de capacidad 1.

Tabla 2. Costes de generación por tecnología [DOE]

3.3 COSTES DE GENERACIÓN.

Ha sido necesario adaptar los valores para que sean comparables con los empleados a lo largo del estudio. El IEA (cuyos datos se han empleado en el presente trabajo) ofrecía unos costes de inversión totales, y de cara al estudio se han anualizado sin tener en cuenta el factor de capacidad para que fuesen válidos para todos los casos. Los costes fijos ofrecidos por el DOE están anualizados teniendo en cuenta un factor de capacidad teórico en función de la tecnología. Estos valores se ha recalculado para tener un coste fijo anual independientemente del régimen de funcionamiento seguido.

Seguidamente se muestran todos los valores de los costes ofrecidos tanto por el IEA como por el DOE. Los datos del organismo norteamericano ofrecen unos costes fijos más altos mientras que los costes variables son más bajos. En algunos casos las diferencias llegan a ser del doble el uno del otro.

		\$/MWh							
		INSTALACIÓN	O&M Fijo	Inv. Transp.	CF	O&M var	COMBUSTIBLE	CO2	LCOE
NUCLEARES	IEA	32,96	8,05		41,01	8,05	9,27		65,56
	DOE	81,09	9,99	0,90	91,98				113,90
CARBÓN	IEA	19,02	5,87		24,90	5,87	19,28	15,96	70,40
	DOE	55,51	3,32	1,02	59,84				94,70
CICLO COMB	IEA	9,60	2,61		12,20	2,61	61,40	6,90	85,26
	DOE	15,23	1,65	1,04	17,92				66,20
T. GAS (Peaker)	IEA	4,32	2,69		7,01	2,69	92,48	10,40	113,82
	DOE	13,74	1,11	1,05	15,90				124,50
EÓLICA	IEA	19,94	12,56		32,50	12,56			137,54
	DOE	28,53	3,26	1,19	32,98				97,00

Tabla 3. Comparativa de costes de generación por tecnología según la fuente [IEA et al 10], [DOE]

A modo resumen, y mostrando los resultados en €/MWh (€/\$/= 1,4), los costes son:

		€/MWh		
		CF (€)	CV (€)	LCOE (€)
NUCLEARES	IEA	29,29	12,37	46,83
	DOE	65,70	8,36	81,36
CARBÓN	IEA	17,78	29,37	50,29
	DOE	42,74	17,36	67,64
CICLO COMB	IEA	8,72	50,64	60,90
	DOE	12,80	32,57	47,29
T. GAS (Peaker)	IEA	5,01	75,41	81,30
	DOE	11,36	51,07	88,93
EÓLICA	IEA	23,21	8,97	98,24
	DOE	23,56	0,00	69,29

Tabla 4. Resumen costes fijos, variables y LCOE por tecnología [IEA et al 10], [DOE]

Estos costes empleados para la obtención del parque óptimo de generación dan resultados muy dispares. Las rectas de costes de cada caso muestran gráficamente los resultados. Con los costes de IEA, las cuatro tecnologías tienen cabida dentro del sistema debido a su distribución de costes fijos y variables. De esta forma entrarían como

CAPÍTULO 3: DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.

centrales de base las centrales nucleares y de carbón, siendo centrales de punta los ciclos combinados y las turbinas de gas.

Al calcular el parque óptimo de generación con los costes aportados por el DOE, las centrales nucleares y de carbón, en ningún momento tienen cabida. Las centrales nucleares presentan en todo momento un coste de funcionamiento superior al resto de tecnologías. Los costes de las centrales de carbón, a pesar de ser inferiores a los de las centrales nucleares, son en todo momento superiores a los ciclos combinados, lo que las inhabilita para producir electricidad desde el punto de vista de la optimización económica de la generación. Los ciclos combinados funcionarían en base, generando las turbinas de gas en puntas. Además, el funcionamiento de las peaker sería menor que con los datos empleados en el resto del estudio ($\alpha=0,08$ frente a $\alpha=0,15$).

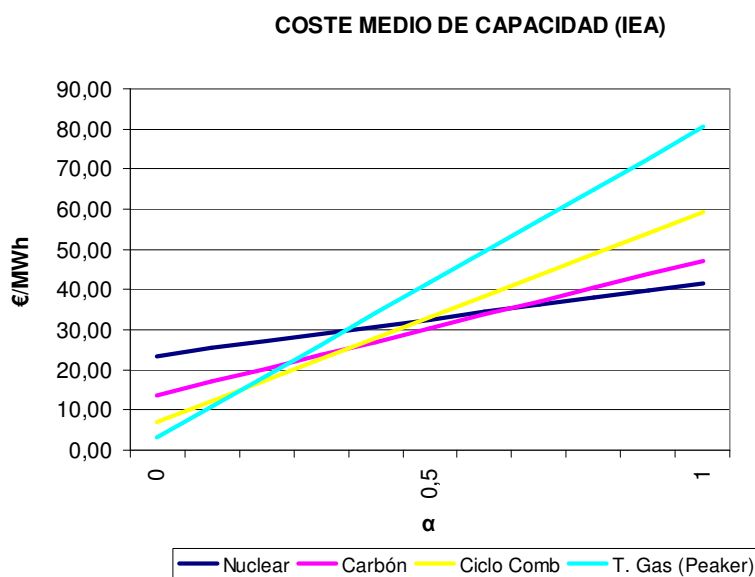


Figura 19. Curvas de costes con datos del IEA.

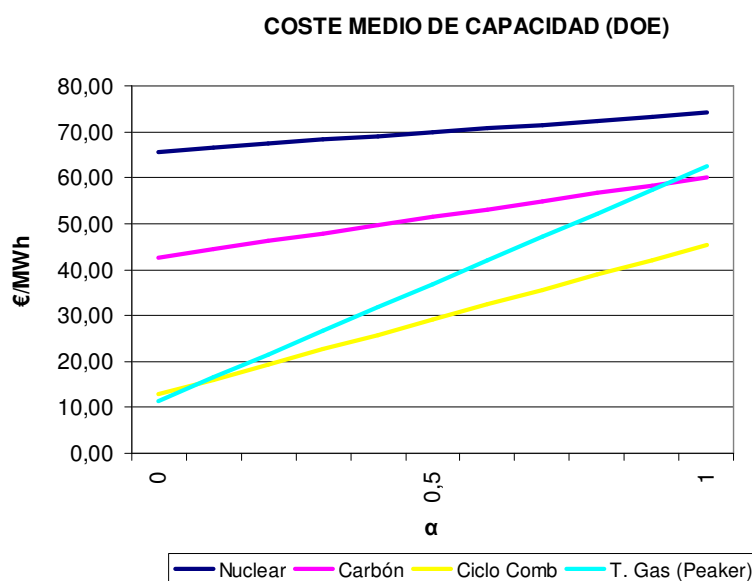


Figura 20. Curvas de costes con datos del DOE.

3.4 Parque de generación.

En el presente estudio se han empleado básicamente dos parques de generación claramente diferenciados: un parque de referencia y el parque óptimo de generación. Éste último es específico para cada uno de los escenarios estudiados, dependiendo de los costes empleados y de la demanda térmica usada. La demanda térmica resulta de restar a la demanda, la generación hidráulica y eólica en el caso de existir.

Como parque de referencia se ha empleado el indicado en [IEEE 99] con ligeras modificaciones. Como se ha mencionado anteriormente, se han sustituido tecnologías de generación obsoletas (fuel y turbinas de fuel) por tecnologías más actuales (ciclos combinados y turbinas de gas). Los datos de los generadores y las equivalencias por tecnologías se pueden consultar en el Anexo 2. El parque de generación empleado es:

	Potencia Instalada	
	MW	%
Ciclo combinado	2.853	27,93 %
Turbina de gas	240	2,35 %
Hidráulica	900	8,81 %
Carbón	3.822	37,42 %
Nuclear	2.400	23,49 %
Total	10.215	100,00 %
Demanda	8.550	91,7874%

Tabla 5. Potencia instalada por tecnología.

Como la potencia instalada es superior a la demanda del caso, se calcula un factor de disponibilidad (91,79 %) con el cual, en ausencia de generación hidráulica y eólica, las centrales disponibles cubrirían el 100% de la demanda y todas participarían en la generación. De no hacer esta consideración, algunos tipos de centrales no funcionarían nunca, como es el caso de las turbinas de gas.

3.4.1 Generación hidráulica.

Como ya se comentó en la introducción teórica, la energía hidroeléctrica permite una cierta capacidad de almacenamiento. Ésta posibilita que se pueda distribuir la generación en los momentos que sean más ventajosos económicamente. Pero, existen condicionantes a la hora de poder mover libremente la producción hidroeléctrica. Depende de los tamaños de los embalses, de las previsiones de aportación (corto plazo y datos históricos), planificación de mantenimientos, curvas mínimas de garantía de suministro y de seguridad, condicionantes de las Confederaciones Hidrográficas, etc.

Para definir la generación hidráulica empleada en el presente estudio, se ha partido de la potencia hidráulica instalada en el caso del IEEE (900 MW). Se ha calculado la generación mes a mes. Para ello se han empleado los datos del factor de capacidad

CAPÍTULO 3: DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.

mensual de la generación hidráulica española del año 2009 [REE 10] obteniendo los siguientes resultados:

MES	Días	Máx. Prod (MWh)	Factor capacidad	Producción (MWh)
Enero	31	223.200,00	21,90%	146.641,05
Febrero	28	201.600,00	32,70%	197.754,70
Marzo	31	223.200,00	20,74%	138.860,54
Abril	30	216.000,00	15,78%	102.281,32
Mayo	31	223.200,00	16,24%	108.765,08
Junio	30	216.000,00	9,84%	63.756,98
Julio	31	223.200,00	4,82%	32.256,71
Agosto	31	223.200,00	3,03%	20.261,75
Septiembre	30	216.000,00	3,03%	19.613,38
Octubre	31	223.200,00	5,22%	34.958,28
Noviembre	30	216.000,00	15,97%	103.470,01
Diciembre	31	223.200,00	33,75%	226.013,09

Tabla 6. Generación hidráulica mensual del caso en función del factor de capacidad.

Las producciones se han colocado en las puntas de demanda, buscando siempre las horas de máximo beneficio. Se considera que en los periodos de funcionamiento toda la potencia hidráulica instalada está disponible. En la realidad este valor es cambiante debido a mantenimientos, averías, variaciones del salto hidráulico, tanto por variación de cota en el embalse como en la cota de restitución, etc. No se tienen en cuenta las producciones de grupos de caudal ecológico, los cuales funcionan de forma ininterrumpida según los condicionantes medioambientales por los que se rige cada embalse.

En la siguiente figura se muestra la curva carga duración inicial mes a mes y la resultante después de restar la generación hidráulica. Lo que consigue la generación hidráulica es limar las puntas tratando de dejarlas planas, con el condicionante existente de la potencia instalada.

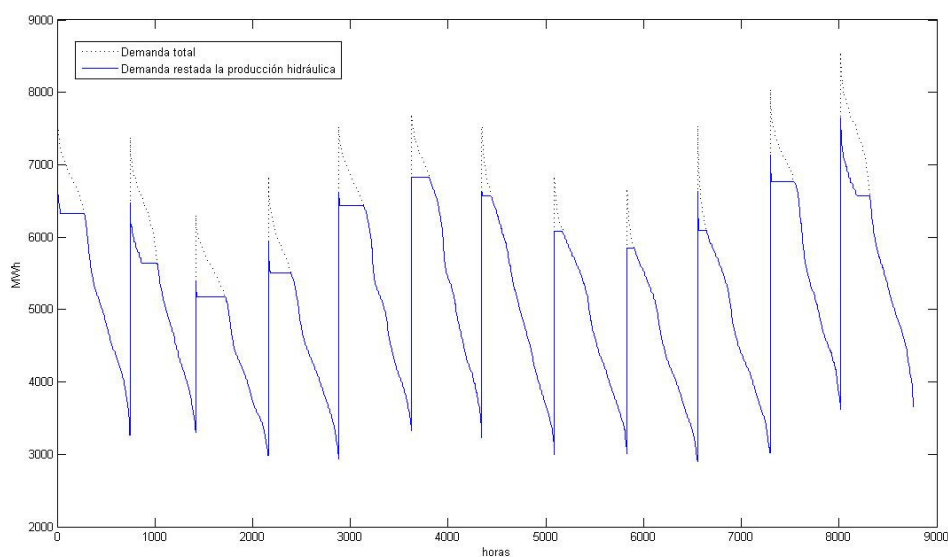


Figura 21. Curva Carga-Duración térmica mensual sin y con generación hidráulica.

3.4 PARQUE DE GENERACIÓN.

Agregando los datos de forma anual se consigue la siguiente curva Carga-Duración térmica. Analizando la figura 22, al introducir la generación hidráulica, se reduce la demanda a cubrir con el resto de tecnologías y, principalmente, reduce la generación de las centrales de punta, ya que las hidráulicas generan en los momentos de mayor necesidad de energía.

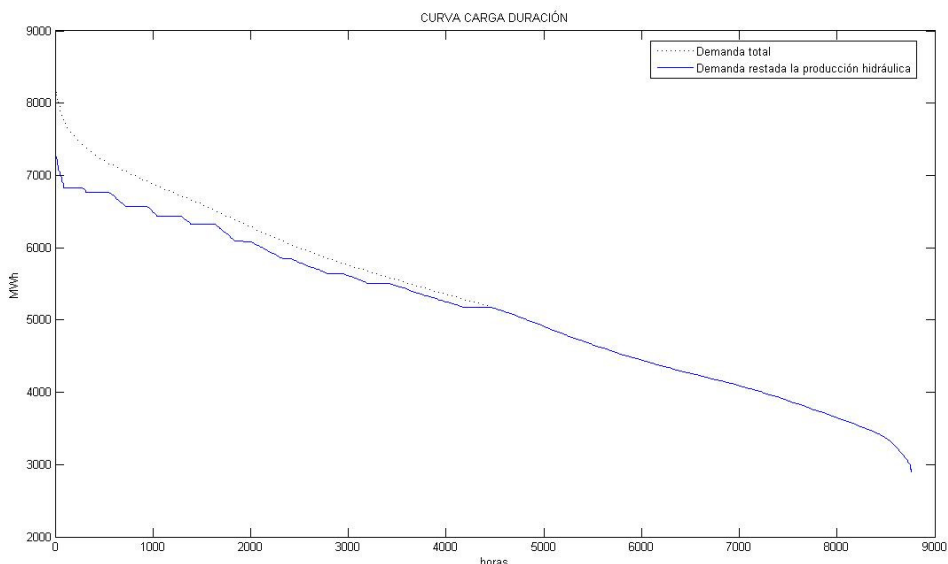


Figura 22. Curva Carga-Duración térmica anual sin y con generación hidráulica.

3.4.2 Generación eólica.

A diferencia de la generación hidráulica, la eólica no se puede almacenar buscando las puntas, por lo que en este caso, la generación eólica se ha restado de forma horaria a la demanda existente. Se ha empleado el factor de capacidad horario en España del año 2008 y se ha multiplicado por la potencia eólica instalada. Ésta se ha calculado considerando que la potencia instalada es un 15% del total del caso del IEEE (1668 MW).

En España en el año 2009 la potencia eólica instalada representaba el 19% del total. Hay que considerar que en España hay una importante proporción de generación eólica, superior a la de la mayoría de los países desarrollados. Para el estudio se ha tomado un valor inferior al existente en España y posteriormente en el estudio de sensibilidad se estudiará el efecto de una mayor y menor penetración eólica.

Se observa que en todas las horas hay generación eólica a restar de la demanda, a diferencia de la producción hidráulica que se concentra en las horas de mayor demanda. De hecho, se aprecia a simple vista en la figura, que la generación eólica en las puntas es inferior a la del resto de horas.

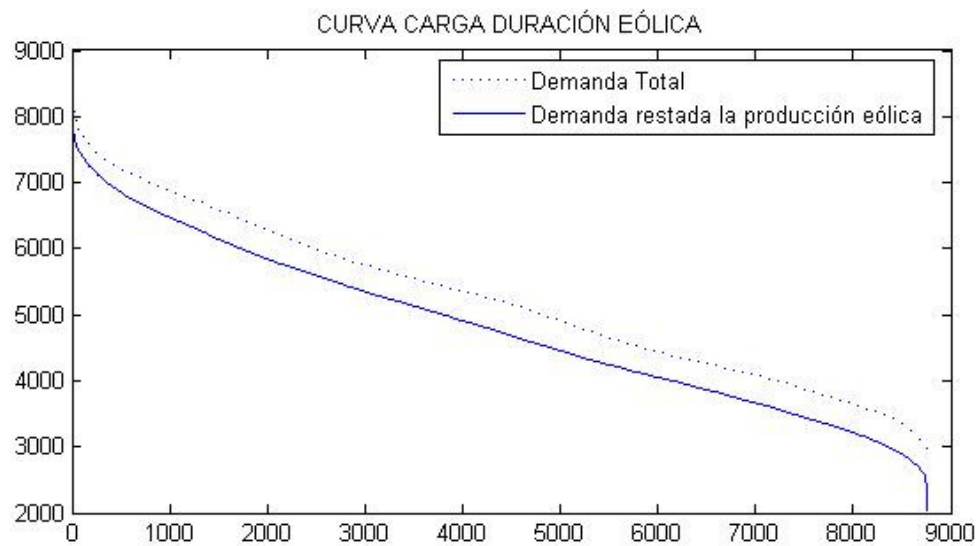


Figura 23. Curva Carga-Duración térmica anual sin y con generación eólica.

Capítulo 4

Costes del Sistema. Análisis y resultados

4.1 Introducción.

En el presente capítulo se calculan y analizan los costes de la energía obtenidos en el escenario base. Para ello se establecen diversos casos de comparación para tratar de facilitar el estudio. Estos casos se diferencian en el parque de generación empleado (parque óptimo de generación o parque del IEEE), en los condicionantes impuestos a los parques de generación (disponibilidad, reducción potencia máxima nuclear, etc.), y de la presencia o ausencia de generación hidráulica y eólica. En todos los casos estudiados en el presente capítulo se han empleado los costes del IEA. Los casos estudiados son los siguientes:

- Parques óptimos térmicos de generación (apartado 4.2): se obtiene y analiza el parque óptimo de generación térmico, el parque óptimo con generación hidráulica y el parque óptimo con generación hidráulica y eólica.
- Parques óptimos térmicos de generación viables (apartado 4.3): partiendo de los parques óptimos de generación (térmico, hidráulico y eólico) se les aplica un factor de disponibilidad y se limita la potencia nuclear instalada para que puedan ser viables en un sistema eléctrico real. Se comparan los resultados con los obtenidos en el apartado anterior.

CAPÍTULO 4: COSTES DEL SISTEMA. ANÁLISIS Y RESULTADOS

- Parque de generación del IEEE (apartado 4.4): empleando el parque de generación definido por el IEEE se calculan los costes de la energía sólo con generación térmica, con generación térmica e hidráulica y con todos los tipos de generación. Se comparan los resultados con los calculados en el parque óptimo de generación.
- Casos de generación hidráulica (apartado 4.5): se muestran de forma agrupada todos los resultados obtenidos en los apartados anteriores que presentasen generación hidráulica (pero no eólica).
- Casos de generación eólica (apartado 4.6): se muestran de forma agrupada todos los resultados obtenidos en los apartados anteriores que presentasen generación eólica.

La estructura seguida en cada subcapítulo será siempre la misma. Se comienza mostrando una tabla resumen en la que se especifica los parámetros básicos con los que se ha realizado el estudio concreto. Estos parámetros son los siguientes:

Caso: denominación con la que se hace referencia a un caso concreto.

Parque de generación: parque de generación empleado en el caso.

Disponibilidad: indica el coeficiente de disponibilidad empleado en el parque de generación. La potencia mostrada en todas las tablas es la disponible. En el caso de que la disponibilidad no sea del 100%, se tiene en cuenta que el parque de generación es superior al indicado para calcular todos los costes de la energía.

Potencia nuclear reducida: en el caso de aplicarse esta condición, la potencia nuclear se ve limitada a como máximo el 90% de la demanda mínima. Las centrales de carbón incrementan su potencia en el mismo valor en la que se ve reducida la potencia nuclear instalada.

Hidráulica: se indica si se ha empleado generación hidráulica en el caso.

Eólica: se indica si se ha empleado generación eólica en el caso.

A continuación se comentan las diferencias entre los distintos parques de generación empleados y los resultados obtenidos de producción y beneficios por tecnología. Seguidamente se comentan los precios de la energía obtenidos para cada caso. Posteriormente se analizan el nivel de emisión de CO₂ y por último se exponen las conclusiones obtenidas.

4.2 Parques Óptimos térmicos de Generación.

En el presente caso se obtienen los parques óptimos térmicos de generación para tres casos distintos: sólo generación térmica, generación térmica e hidráulica y por último, generación térmica, hidráulica y eólica. En todo momento se han empleado los costes indicados por el IEA.

Caso	Parque de Generación	Disponibilidad	Potencia nuclear reducida	Hidráulica	Eólica
Óptimo	Óptimo térmico	100 %	No	No	No
Óptimo hidráulico	Óptimo hidráulico	100 %	No	Si	No
Óptimo hidráulico y eólico	Óptimo hidráulico y eólico	100 %	No	Si	Si

Tabla 7. Resumen escenario “Parques óptimos de generación”.

4.2.1 Parque de generación.

En función de las curvas carga-duración para cada uno de los tres escenarios (sólo generación térmica, generación hidráulica y térmica, y generación térmica, eólica e hidráulica) y las curvas de costes de las diferentes tecnologías se va a obtener el parque óptimo de generación para cada caso. La figura 24 se muestra gráficamente como se han obtenido tal y como se explica en el capítulo 2.4.1.

			ÓPTIMO	ÓPTIMO HID	ÓPTIMO HID Y EÓLICO
Nuclear	Potencia	MW	4476,8	4476,8	4137,2
	Energía	MWh	3,76E+07	3,76E+07	3,46E+07
	Factor de capacidad	%	95,87	95,87	95,359
Carbón	Potencia	MW	984,49	886,33	878,18
	Energía	MWh	4,79E+06	4,36E+06	4,22E+06
	Factor de capacidad	%	55,55	56,145	54,809
Ciclo Combi.	Potencia	MW	1247,3	1051,9	1046,4
	Energía	MWh	3,01E+06	2,52E+06	2,51E+06
	Factor de capacidad	%	27,538	27,374	27,434
Turbina de gas	Potencia	MW	1841,4	1235	1159,6
	Energía	MWh	6,04E+05	3,28E+05	3,60E+05
	Factor de capacidad	%	3,7474	3,0298	3,5395
Hidráulica	Potencia	MW	0	900	900
	Energía	MWh	0	1,19E+06	1,19E+06
	Factor de capacidad	%	0	15,153	15,153
	Ingreso	€	0	7,55E+07	7,52E+07
Eólica	Potencia	MW	0	0	1668
	Energía	MWh	0	0	3,16E+06
	Factor de capacidad	%	0	0	21,6
	Beneficio	€	0	0	-2,48E+08

Tabla 8. Parámetros por tecnología de los parques óptimos de generación.

Hay que tener en cuenta que los resultados obtenidos no son aplicables en la práctica ya que tanto la demanda como la producción eólica son variables a lo largo del tiempo.

CAPÍTULO 4: COSTES DEL SISTEMA. ANÁLISIS Y RESULTADOS

Un sistema eléctrico ha de tener la capacidad suficiente de generación para cubrir dicha demanda, sin contar con estas tecnologías debido a su intermitencia.

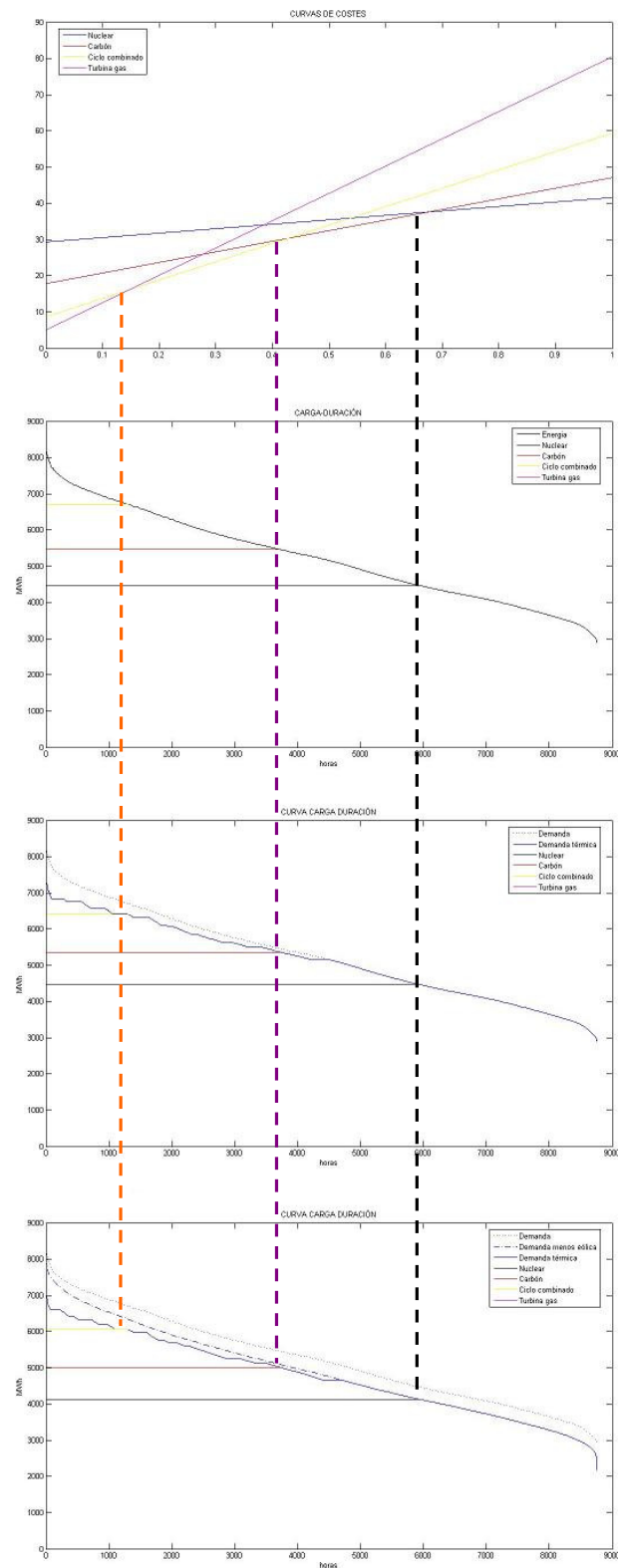


Figura 24. Parques óptimos de generación a partir de las curvas de costes y de las curvas carga-duración.

4.2 PARQUES ÓPTIMOS TÉRMICOS DE GENERACIÓN.

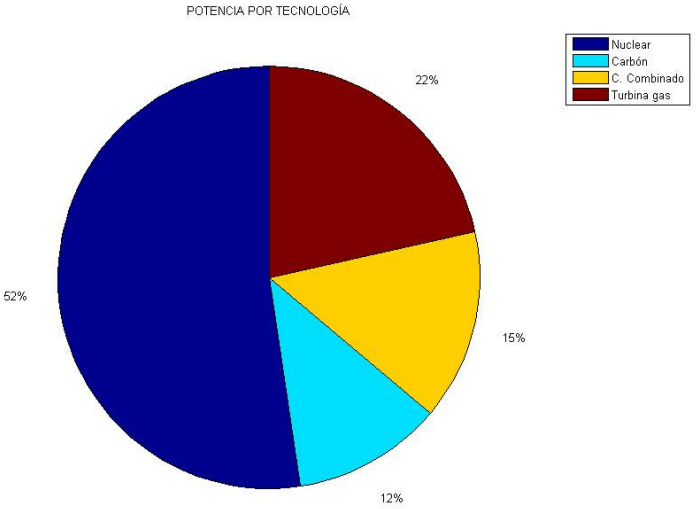


Figura 25. Parque óptimo térmico de generación.

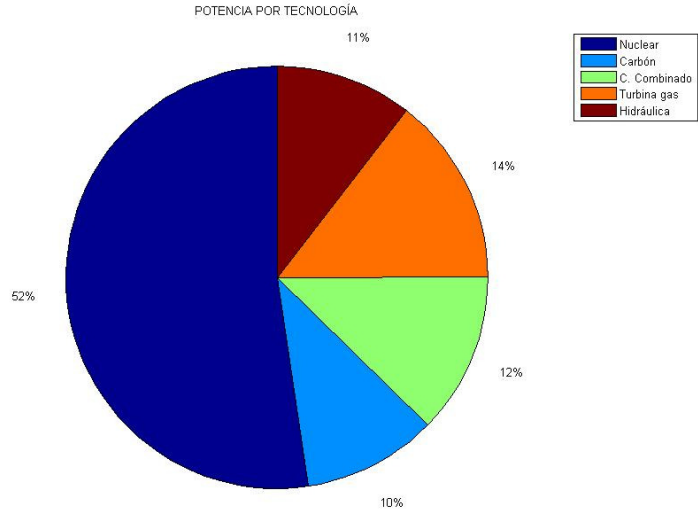


Figura 26. Parque óptimo hidráulico de generación.

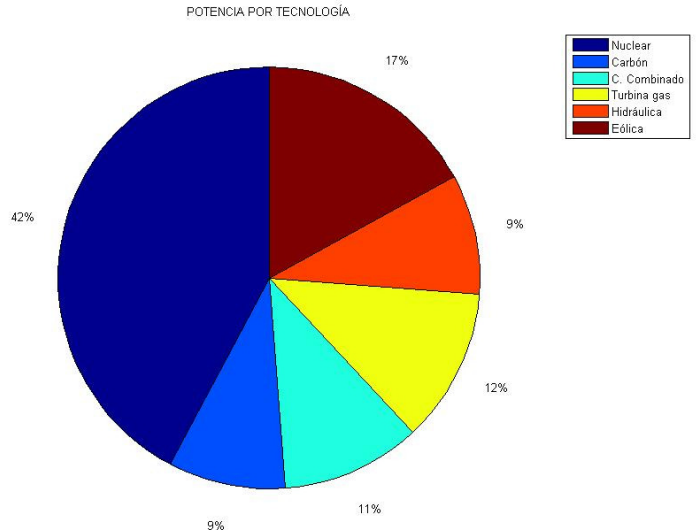


Figura 27. Parque óptimo hidráulico y eólico de generación.

CAPÍTULO 4: COSTES DEL SISTEMA. ANÁLISIS Y RESULTADOS

La tecnología predominante es la nuclear, tanto en potencia instalada como en energía generada. En los tres escenarios representa entre el 42% y el 52% de la potencia instalada. Con relación a la potencia instalada, le siguen las turbinas de gas, los ciclos combinados, la hidráulica, las centrales de carbón y la eólica.

La introducción de la energía hidráulica se hace a costa de reducir la potencia instalada de las tecnologías de punta. Las turbinas de gas reducen su potencia un 32,9%, los ciclos combinados un 15,7% y las centrales de carbón un 10%.

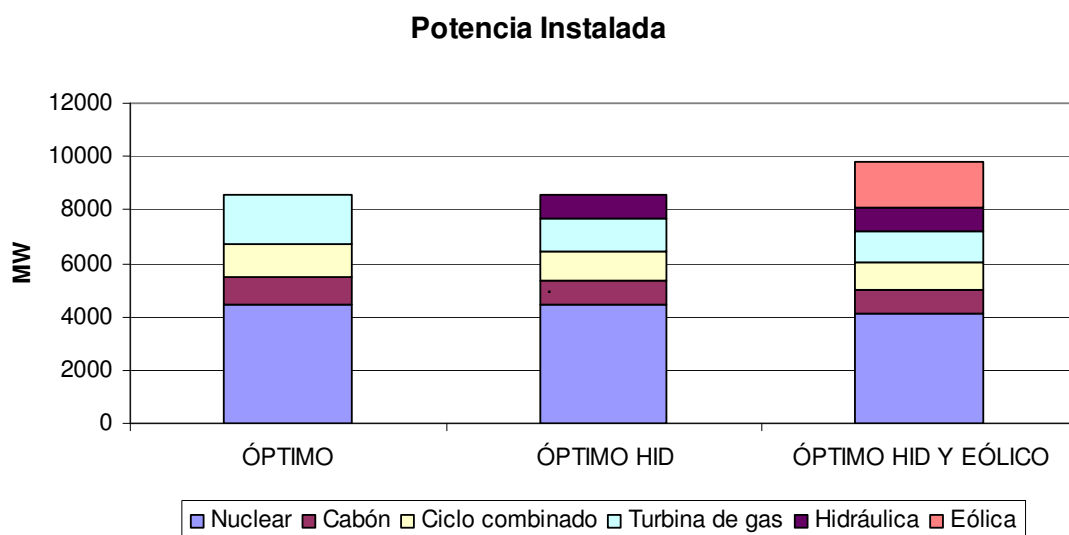


Figura 28. Potencia instalada por tecnología en parques óptimos de generación.

La suma de la generación hidráulica y eólica afecta al óptimo de la potencia instalada de todas las tecnologías pero, en mayor medida a las de punta.

			ÓPTIMO HIDRÁULICO	ÓPTIMO HID. Y EÓLICO
Nuclear	Potencia	%	0,00%	-7,59%
	Energía	%	0,00%	-8,08%
	Factor de capacidad	%	0,00%	-0,53%
Carbón	Potencia	%	-9,97%	-10,80%
	Energía	%	-9,01%	-11,99%
	Factor de capacidad	%	1,07%	-1,33%
Ciclo comb.	Potencia	%	-15,67%	-16,11%
	Energía	%	-16,17%	-16,42%
	Factor de capacidad	%	-0,60%	-0,38%
Turbina gas	Potencia	%	-32,93%	-37,03%
	Energía	%	-45,77%	-40,52%
	Factor de capacidad	%	-19,15%	-5,55%

Tabla 9. Variación porcentual de los parámetros por tecnología de los parques óptimos hidráulico y eólico frente al óptimo térmico.

La anterior tabla refleja las variaciones porcentuales frente al óptimo de generación de los casos óptimos hidráulicos y eólicos.

4.2 PARQUES ÓPTIMOS TÉRMICOS DE GENERACIÓN.

Con respecto a la generación por tecnologías, ya se ha indicado que la dominante es la nuclear. Ésta genera entre el 75% y el 80% de la energía. Le siguen, por orden de importancia, las centrales de carbón, la eólica, los ciclos combinados, la hidráulica y las turbinas de gas.

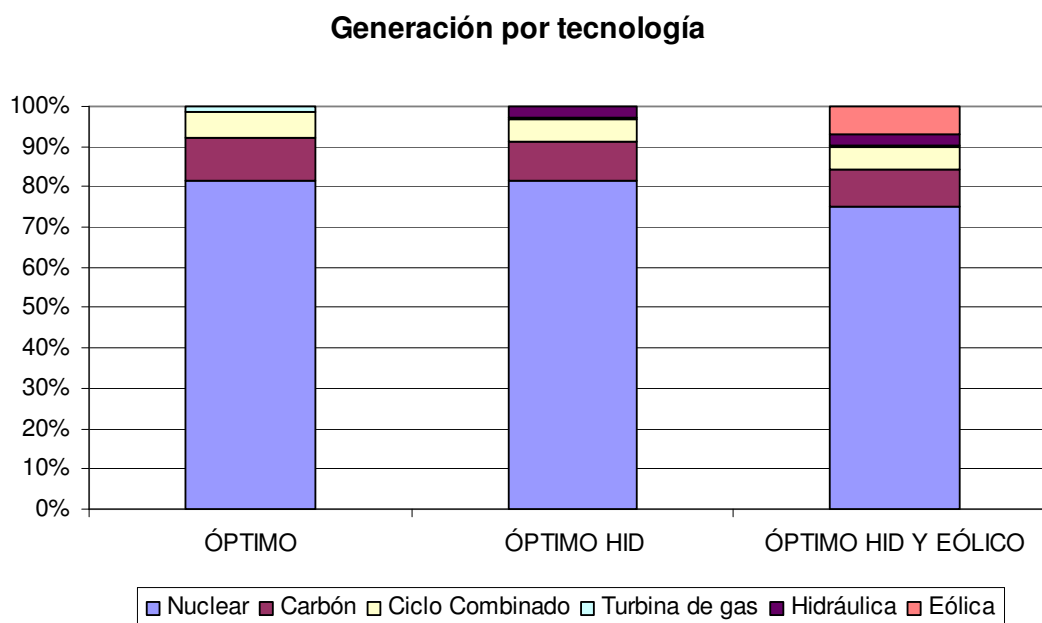


Figura 29. Generación realizada por tecnología en parques óptimos de generación.

La introducción de generación hidráulica ocasiona una disminución de la energía producida por las tecnologías de punta. Las turbinas de gas son las más afectadas ya que reducen su producción en un 45,8% y su factor de capacidad en un 19,1%. El resto de centrales ven reducida la generación en un valor similar a la reducción de la potencia instalada por lo que su factor de capacidad apenas se ve afectado en un valor alrededor del 1%.

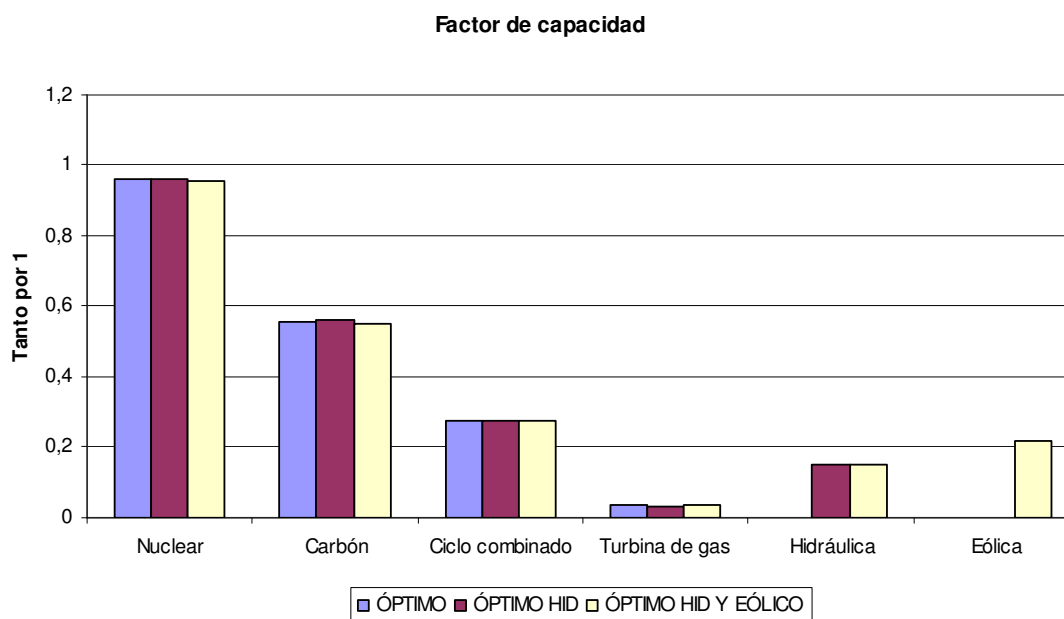


Figura 30. Factor de capacidad por tecnología en parques óptimos de generación.

La entrada de la energía hidráulica y eólica en el parque de generación ocasiona una reducción de la generación del resto de tecnologías, siendo la más afectada las turbinas de gas que disminuye la energía producida un 40,5% y el factor de capacidad un 5,5%. Al igual que sucedía con la introducción de la generación hidráulica, el resto de tecnologías reducen porcentualmente su generación en un valor similar a la disminución de su potencia instalada. Este hecho se ve reflejado en que el factor de capacidad de cada tecnología varía entre un 0,4% y un 1,3%.

4.2.2 Precios de la energía.

Con los parques de generación obtenidos en el apartado anterior, se obtienen los siguientes precios de la energía para cada uno de los escenarios.

		ÓPTIMO	ÓPTIMO HIDRÁULICO	ÓPTIMO HID- Y EÓLICO
Pago Capacidad	€/MW	5,0182	5,0207	5,0104
Sobrepeso Energía	€/MWh	8,1705	7,314	6,8901
Precio medio Venta	€/MWh	41,424	41,421	41,569
Coste Medio	€/MWh	49,594	48,736	48,459

Pago Capacidad sin Nuc	€/MW	5,0155	5,0176	5,0119
Sobrepeso E sin Nuc	€/MWh	8,1661	7,3097	6,8921
Precio m. Venta sin Nuc	€/MWh	45,519	45,517	45,654
Coste Medio sin Nuc	€/MWh	53,685	52,826	52,546

Tabla 10. Costes de la energía de los parques óptimos de generación.

A su vez se muestran los resultados obtenidos en el caso de no emplearse centrales nucleares. En ese caso, las centrales de carbón asumirían su generación e incrementarían la potencia instalada para compensar su ausencia. El debate nuclear está siempre presente, tanto en el ámbito técnico, económico, medioambiental, social y político. Recientemente se ha avivado con el accidente de la central nuclear de Fukushima (Japón), el cual ha ocasionado que algunos gobiernos, como el alemán, se replantee el uso de esta fuente de energía. En el presente estudio sólo se analizan los efectos económicos del empleo o no de dicha tecnología, sin entrar en otros aspectos como son la seguridad de las plantas o la gestión de los residuos radiactivos.

En todos los casos, el Pago por Capacidad coincide con el Coste Fijo de la tecnología de punta (turbina de gas).

En el caso de no haber empleado las centrales nucleares, el pago por capacidad se mantiene ya que la tecnología marginalista sigue siendo las turbinas de gas.

4.2 PARQUES ÓPTIMOS TÉRMICOS DE GENERACIÓN.

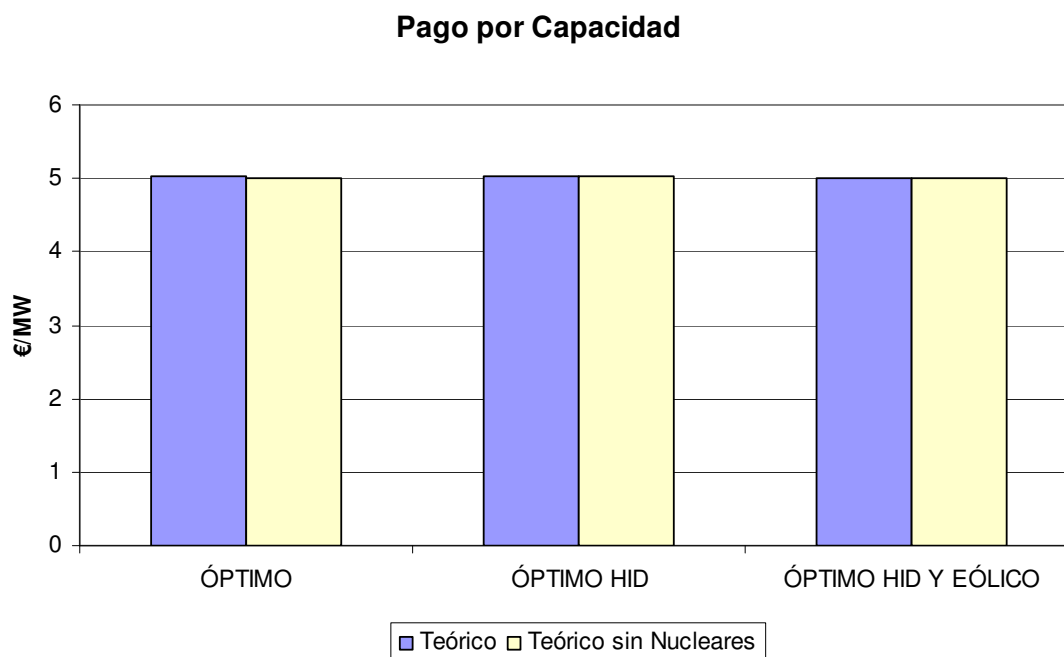


Figura 31. Pagos por capacidad en parques óptimos de generación.

El Sobreprecio de la Energía se reduce al introducir la energía hidráulica (-10,5%) y eólica (-15,7%). Se debe a que, al no variar el pago por capacidad, y reducir la potencia instalada con derecho al cobro de la misma, el sobreprecio que tienen que soportar el sistema es inferior. En el caso que el sistema no tuviese instaladas centrales nucleares, el sobreprecio de la energía no sufriría ninguna variación con respecto al mismo caso con centrales nucleares.

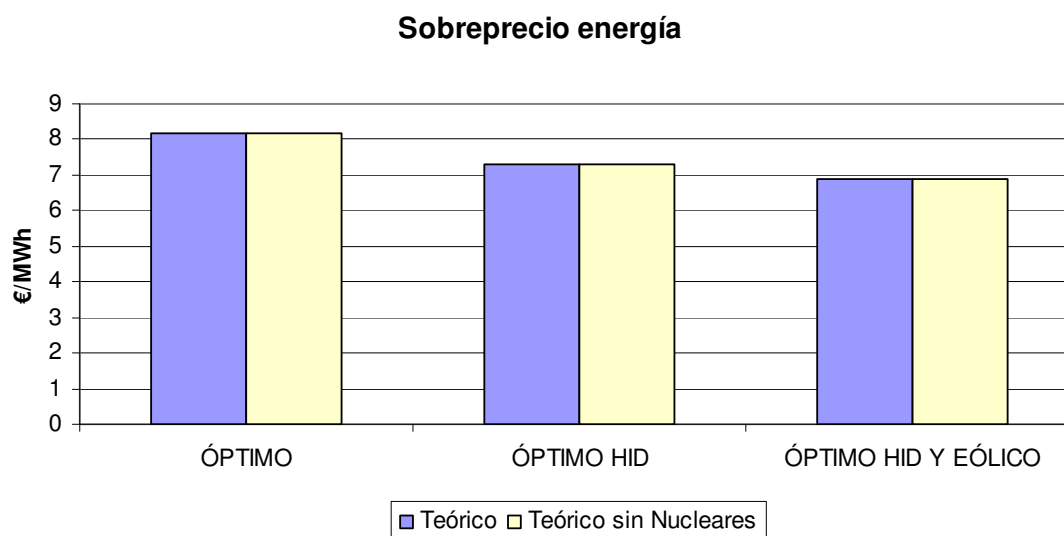


Figura 32. Sobreprecio de la energía en parques óptimos de generación.

Lo anteriormente expuesto origina un precio medio de la energía que se muestra en la siguiente gráfica.

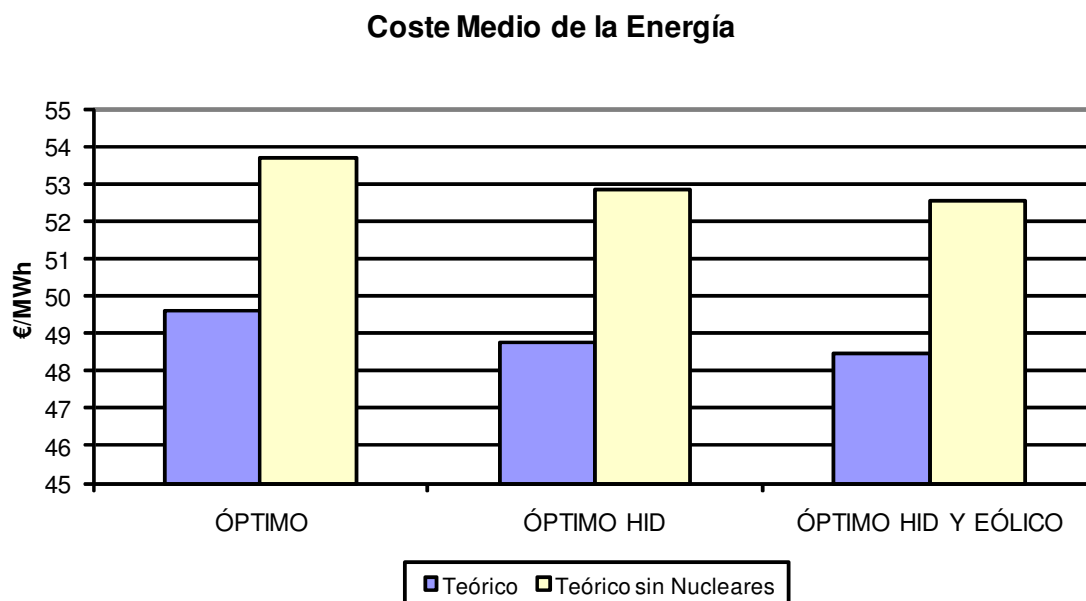


Figura 33. Coste medio de la energía en parques óptimos de generación.

Al incluir la generación hidráulica se produce una disminución del coste medio de la energía (-1,7%) debido a que al generar en los momentos de mayor demanda, se necesita una menor potencia instalada de centrales de punta, y por lo tanto se produce una disminución del precio medio de venta de la energía. Además, se reduce el sobreprecio de la energía al haber una menor potencia instalada con derecho a pagos por capacidad.

El coste medio de la energía disminuye un 2,3% al incluir la generación hidráulica y eólica. Los motivos son los mismos que se han comentado al incluir solamente la generación hidráulica.

El coste medio de la energía en el Óptimo se encarece entre un 8,2% y un 8,4 % en el caso de no emplear centrales nucleares. Sus costes variables son los más bajos de las tecnologías estudiadas. Al no emplearse dicha tecnología, las horas en las que es marginalista, se incrementa el precio de venta de la energía ya que vendrá determinado por el coste variable de la siguiente tecnología según la orden de mérito, en este caso, por las centrales de carbón. Las cuales presentan unos costes variables un 137% superiores.

En los casos estudiados, al tratarse de parques óptimos de generación, ninguna tecnología presenta beneficios ni pérdidas tal y como dice la teoría, excepto en la hidráulica. En esta no se han considerado los costes de la misma al presentar una gran variabilidad que impide tener un dato único objetivo.

Tal y como indica la teoría, al tratarse del parque óptimo de generación de cada momento, el precio medio de venta no cambia al introducirse la generación intermitente. Las variaciones existentes son debidas a errores de redondeo propios al proceso de cálculo discreto empleado.

4.2 PARQUES ÓPTIMOS TÉRMICOS DE GENERACIÓN.

4.2.3 Emisiones de CO₂.

El nivel de emisiones de CO₂ va disminuyendo al introducir la generación hidráulica y eólica un 12,7% y un 14,6% respectivamente. Se debe a que estas tecnologías no emisoras de CO₂ sustituyen la generación de centrales alimentadas por combustibles fósiles.

		ÓPTIMO	ÓPTIMO HIDRÁULICO	ÓPTIMO HID. Y EÓLICO
Emisión CO ₂	ton CO ₂	5,28E+06	4,61E+06	4,51E+06
Emisión CO ₂ sin Nuc.	ton CO ₂	3,59E+07	3,52E+07	3,27E+07

Tabla 11. Emisiones de CO₂ en parques óptimos de generación.

Al no emplearse centrales nucleares, el nivel de emisiones de CO₂, es unas 6 veces superior. Se debe a que el hueco dejado por dicha tecnología, la cual no emite dióxido de carbono, es ocupado por centrales emisoras de dicho gas de efecto invernadero. El incremento es muy significativo al ser las centrales nucleares las predominantes en el mix de generación óptimo.

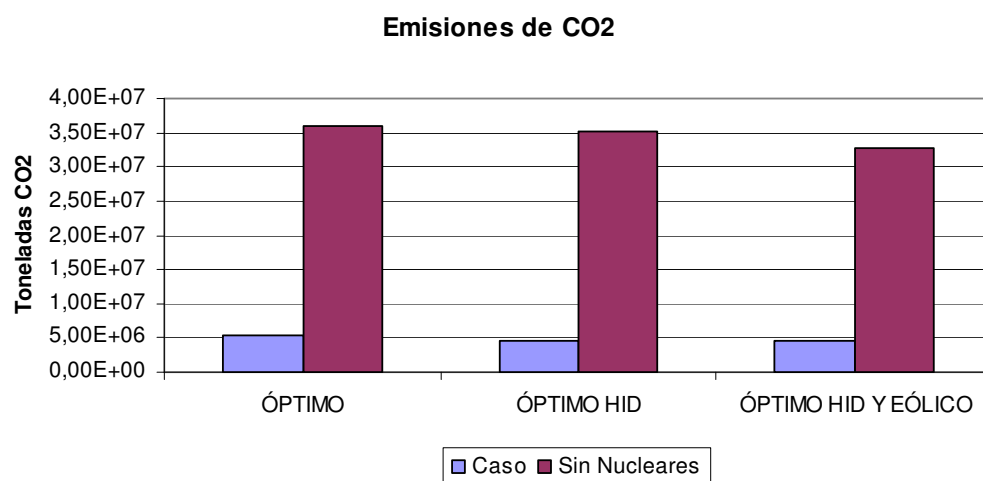


Figura 34. Emisiones de CO₂ en parques óptimos de generación.

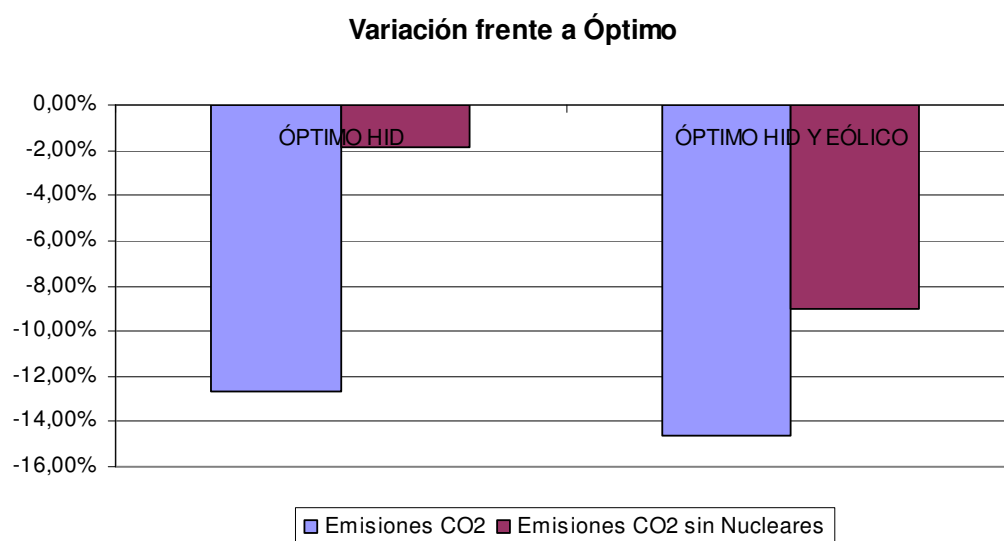


Figura 35. Variación del nivel de emisiones de CO₂ en parques óptimos de generación frente al parque óptimo térmico de generación.

4.2.4 Conclusiones.

Con el escenario de demanda y costes empleado la tecnología predominante es la nuclear, tanto en potencia instalada como en energía.

La introducción de generación hidráulica ocasiona una reducción de la potencia instalada y la generación producida por las centrales térmicas, afectando principalmente a la tecnología de punta (turbinas de gas).

La entrada de generación eólica en el sistema implica una reducción del parque óptimo de generación de todas las centrales.

Ni el pago por capacidad ni el precio medio de venta de la energía varían por la introducción de energías intermitentes en los parques óptimos de generación. En cambio, el coste medio de la energía se ve reducido al disminuir el sobrecoste de la misma.

El nivel de emisiones de CO₂ va disminuyendo al introducir la generación hidráulica y eólica. Se debe a que estas tecnologías no emisoras de CO₂ sustituyen la generación de centrales alimentadas por combustibles fósiles.

El empleo de centrales nucleares no afecta al valor del pago por capacidad, pero sí disminuye el precio medio de venta de la energía y por lo tanto se ve reducido el coste medio de la misma. A su vez, de no emplearse aumentaría la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera.

4.3 Parques óptimos térmicos de generación viables.

En el apartado anterior se mostraba el parque óptimo de generación desde el punto de vista económico para diversos casos en función de la presencia o no de generación hidráulica y/o eólica. Esos parques son teóricos e irreales. Existen ciertas incertidumbres en las variables que ocasionan que, al menos, desde el punto de vista de seguridad del sistema no puedan aplicarse “tal cual” a la realidad.

En primer lugar, cualquier previsión de la demanda presenta cierta aleatoriedad difícil de vaticinar, lo que origina incertidumbre. Actualmente las previsiones resultan bastante fiables, pero existen diversos parámetros que influyen en el consumo que son difíciles de modelizar y otros que, a su vez, no son fiables al 100%, como son las previsiones meteorológicas o la evolución económica. Por este motivo, es necesario disponer de un parque de generación superior a la demanda prevista para poder hacer frente a cualquier incremento de la misma.

4.3 PARQUES ÓPTIMOS TÉRMICOS DE GENERACIÓN VIABLES.

En segundo lugar las centrales no presentan una fiabilidad del 100% y no siempre están disponibles para generar. Estas indisponibilidades pueden deberse a paradas programadas para la realización de mantenimientos o bien pueden ser sobrevenidas fruto de alguna avería. Incluso existen indisponibilidades parciales que no impiden a los grupos funcionar, pero si les limita la generación máxima. Por estos motivos, el parque de generación ha de estar sobredimensionado para hacer frente a estas posibles indisponibilidades de las centrales. En la siguiente tabla se muestran los valores oficiales de disponibilidad de los años 2008 y 2009 en España publicados por REE:

	DISPONIBILIDAD (%)		
	2008	2009	2010
NUCLEARES	88,5	80,1	92,1
CARBÓN	78,9	86,4	91,2
CICLO COMB	92,5	91,9	91,3
PROMEDIO	86,6	86,1	91,5

Tabla 12. Factor de disponibilidad por tecnología en España [REE 10], [REE 11].

En último lugar, con la introducción de generación intermitente, principalmente la generación eólica, sucede de forma similar a la demanda. Es decir, se cuenta con previsiones de generación pero éstas son menos fiables que las de consumo eléctrico. En los últimos años se ha producido una importante mejora de las mismas pero no son exactas. Además, la generación eólica, a pesar de ser una tecnología que se ha ido fiabilizando con los años, no está exenta de fallos. Unas veces originada en el propio generador y otras por la red en la que vierten la energía. Éstas, en muchos casos, son redes de distribución, débiles y poco malladas. Por todos estos motivos, es necesario disponer de generación convencional suplementaria capaz de compensar los desvíos en las previsiones.

Todas las razones anteriormente expuestas justifican la necesidad de sobredimensionar la generación disponible para garantizar la seguridad en el suministro. Todo este parque de generación suplementario ha de poder recuperar sus costes. Por ese motivo ha de tener derecho a un pago por capacidad. Además, este pago por capacidad ha de tener en cuenta los costes extras que supone disponer de un parque de generación mayor.

En el presente estudio, se ha tenido en cuenta un factor de disponibilidad del 85% para toda la generación independientemente de la tecnología. Este factor se ha considerado lineal, de forma que siempre se cuenta con la misma potencia disponible por cada tecnología.

Otra circunstancia a tener en cuenta en los sistemas reales, es la problemática que les supone a las centrales nucleares mover carga. Las variaciones de carga en una central nuclear suponen que se acelere el “quemado” del combustible, realizándose éste de forma distinta a la programada y originando un aumento importante en la generación de residuos radiactivos. Por estas razones, en algunos países, como en España, las centrales nucleares funcionan a plena carga de forma continua, encargándose de regular las variaciones de la demanda el resto de tecnologías presentes. Existen excepciones, como en Francia, país en el cual la alta penetración de la tecnología nuclear dentro de su parque generador ha obligado a esta tecnología a variar carga y adaptarse a las fluctuaciones de

CAPÍTULO 4: COSTES DEL SISTEMA. ANÁLISIS Y RESULTADOS

la demanda. En el presente caso que ha tratado de simular este efecto impidiendo que la potencia instalada supere el 90% de la demanda térmica mínima. De esta forma, siempre existiría, al menos, un 10% de la generación realizada con otra tecnología capaz de variar carga.

Existen otros condicionantes de funcionamiento de las centrales que no se han tenido en cuenta en el estudio debido a su dificultad de modelización:

- Las centrales no son capaces de variar su producción entre 0 MW y plena carga. Existe una energía mínima que pueden generar de forma estable, pudiendo variar su producción entre éste mínimo técnico y la plena carga. Además, está limitada la velocidad de variación de carga en función de la tecnología.
- Antes de poder generar, las centrales térmicas tienen unos tiempos de arranque mínimos en función del tiempo de parada. Una vez acoplada a la red, estas realizan una rampa de subida de carga hasta mínimo técnico de varias horas. Por lo tanto la energía no está disponible inmediatamente y es necesario esperar un número de horas hasta que se puede disponer libremente de la misma.
- Las centrales de ciclo combinado y las turbinas de gas varían sensiblemente su plena carga, y, en menor medida, su mínimo técnico, en función de las condiciones ambientales. La temperatura, la presión y la humedad afectan al ciclo Brayton que rige el funcionamiento de las turbinas de gas. Un ciclo combinado de 400 MW en invierno, dependiendo de todos estos factores puede llegar a reducir su potencia en 70 MW en el periodo estival. Estas variaciones de potencia máxima también se producen a lo largo del día al variar las condiciones atmosféricas.

Caso	Parque de Generación	Disponibilidad	Potencia nuclear reducida	Hidráulica	Eólica
Óptimo térmico teórico	Óptimo térmico	100 %	No	No	No
Óptimo hidráulico teórico	Óptimo hidráulico	100 %	No	Si	No
Óptimo hidráulico y eólico teórico	Óptimo hidráulico y eólico	100 %	No	Si	Si
Óptimo térmico viable	Óptimo térmico	85 %	Si	No	No
Óptimo hidráulico viable	Óptimo hidráulico	85 %	Si	Si	No
Óptimo hidráulico y eólico viable	Óptimo hidráulico y eólico	85 %	Si	Si	Si

Tabla 13. Resumen escenario “Parques óptimos de generación viables”.

4.3.1 Parque de generación.

En la siguiente figura se refleja uno de los cambios más significativos de los condicionantes aplicados. En línea continua se muestra el nivel de potencia instalada disponible de forma agregada por tecnología para el parque óptimo viable con generación hidráulica y eólica. En discontinua se muestra el mismo escenario pero del parque óptimo teórico. Gráficamente ya se observa una reducción de la potencia nuclear instalada superior al 50% y un aumento de la potencia de las centrales de carbón superior al 200%. Con este cambio, la energía nuclear deja de marcar precio al dejar de ser una tecnología marginalista.

4.3 PARQUES ÓPTIMOS TÉRMICOS DE GENERACIÓN VIABLES.

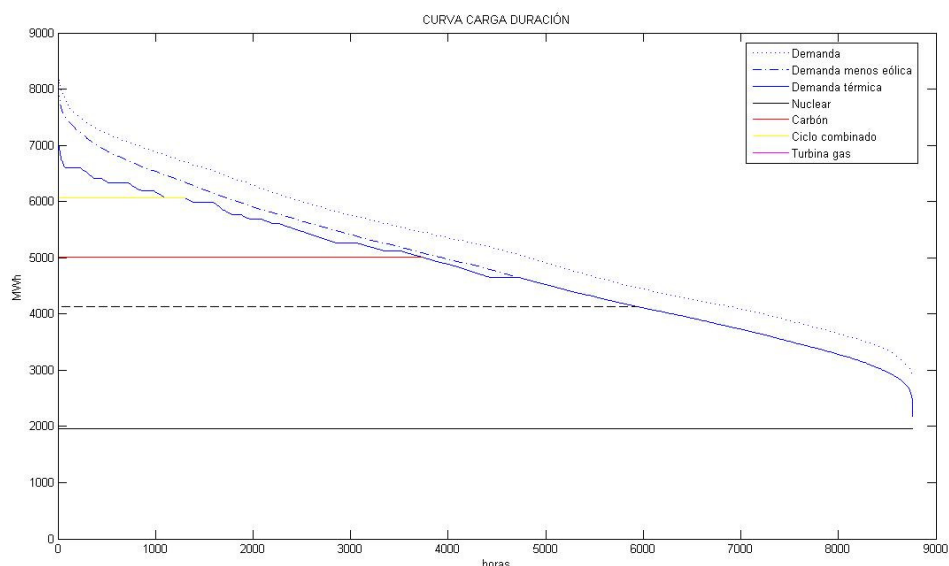


Figura 36. Curva carga-duración con parque óptimo viable de generación.

La producción de las centrales nucleares se ve reducida porcentualmente en cifras similares a la reducción de potencia (entre el 39% y el 50%). Las centrales de carbón aumentan la generación entre un 300% y un 400%. El resto de tecnologías no varían ni su potencia instalada ni su producción.

Variación de potencia frente a Óptimo teórico

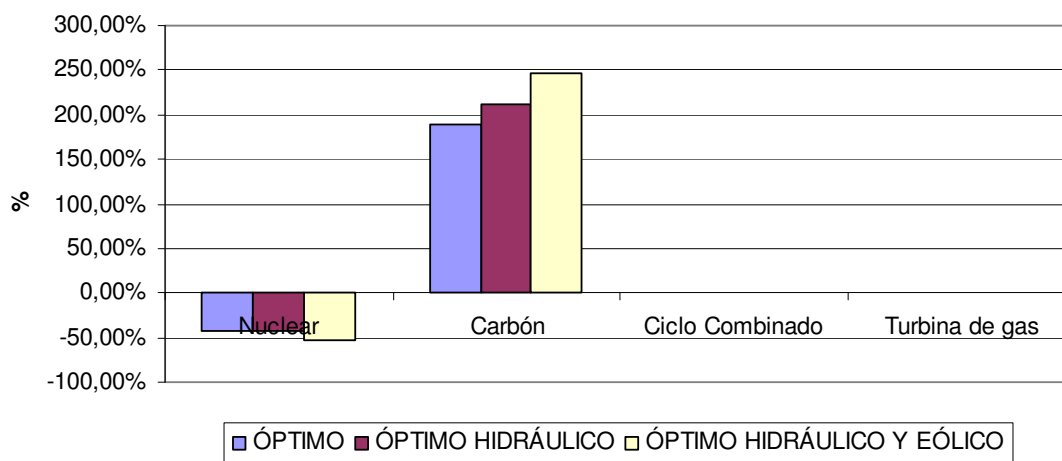


Figura 37. Variación de la potencia disponible de los parques viables de generación con respecto a los parques óptimos teóricos.

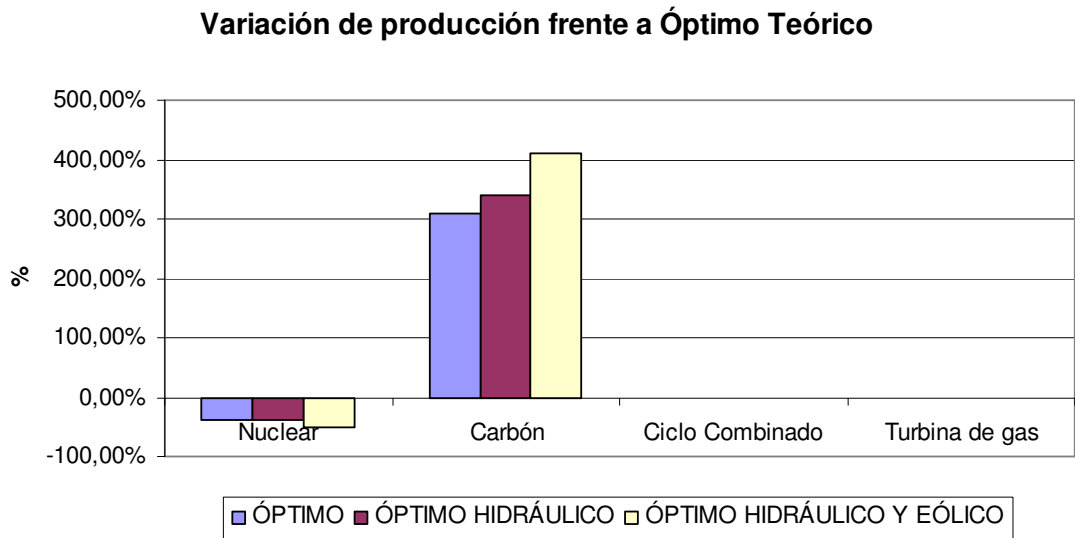


Figura 38.Variación de la generación realizada de los parques viables de generación con respecto a los parques óptimos teóricos.

Los cambios en el parque de generación ocasionan una diferente distribución de los ingresos por tecnología. En el óptimo teórico, ninguna tecnología presentaba ni pérdidas ni beneficios. En cambio, en el óptimo viable, debido a la desoptimización del parque de generación existen unas tecnologías rentables y otras no. En los tres escenarios los ciclos combinados y las turbinas de gas presentan beneficios, mientras que las centrales de carbón presentan pérdidas en todo momento. Los ciclos combinados presentan pérdidas en todos los casos excepto cuando se incluye la generación hidráulica y eólica.

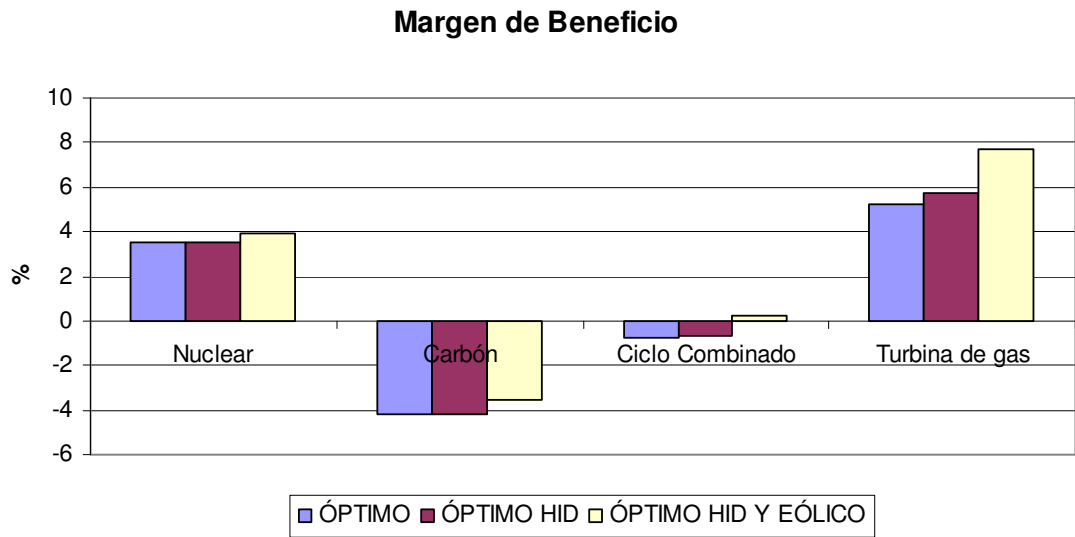


Figura 39.Margen de beneficio por tecnologías de los parques óptimos de generación viables.

De forma numérica todos estos datos se muestran en la siguiente tabla. Los datos de potencia indicados se refieren a potencia disponible, la cual representa el 85% del total en el óptimo viable y el 100% en el óptimo teórico. El factor de capacidad está calculado con respecto a la potencia total. Por ese motivo el valor máximo alcanzable es el 85%:

4.3 PARQUES ÓPTIMOS TÉRMICOS DE GENERACIÓN VIABLES.

			ÓPTIMO TÉRMICO		ÓPTIMO HIDRÁULICO		ÓPTIMO HID Y EÓLICO	
			TEÓRICO	VIABLE	TEÓRICO	VIABLE	TEÓRICO	VIABLE
Nuclear	Potencia	MW	4476,8	2607,2	4476,8	2607,2	4137,2	1964,1
	Energía	MWh	3,76E+07	2,28E+07	3,76E+07	2,28E+07	3,46E+07	1,72E+07
	Factor de capacidad	%	95,87	85	95,87	85	95,359	85
	Beneficio	€	0	3,86E+07	0	3,89E+07	0	3,33E+07
	Margen	%	0	3,487	0	3,5073	0	3,9643
Carbón	Potencia	MW	984,49	2854,1	886,33	2756	878,18	3051,3
	Energía	MWh	4,79E+06	1,95E+07	4,36E+06	1,91E+07	4,22E+06	2,16E+07
	Factor de capacidad	%	55,55	66,461	56,145	67,31	54,809	68,596
	Beneficio	€	0	-4,45E+07	0	-4,27E+07	0	-4,11E+07
	Margen	%	0	-4,2269	0	-4,1726	0	-3,5713
C. combinado	Potencia	MW	1247,3	1247,3	1051,9	1051,9	1046,4	1046,4
	Energía	MWh	3,01E+06	3,01E+06	2,52E+06	2,52E+06	2,51E+06	2,51E+06
	Factor de capacidad	%	27,538	23,408	27,374	23,268	27,434	23,319
	Beneficio	€	0	-1,92E+06	0	-1,50E+06	0	5,79E+05
	Margen	%	0	-0,73047	0	-0,67993	0	0,26096
Turb. de gas	Potencia	MW	1841,4	1841,4	1235	1235	1159,6	1159,6
	Energía	MWh	6,04E+05	6,04E+05	3,28E+05	3,28E+05	3,60E+05	3,60E+05
	Factor de capacidad	%	3,7474	3,1852	3,0298	2,5753	3,5395	3,0086
	Beneficio	€	0	7,78E+06	0	5,36E+06	0	7,30E+06
	Margen	%	0	5,242	0	5,7069	0	7,7382
Hidráulica	Potencia	MW	0	0	900	900	900	900
	Energía	MWh	0	0	1,19E+06	1,19E+06	1,19E+06	1,19E+06
	Factor de capacidad	%	0	0	15,153	15,153	15,153	15,153
	Ingreso	€	0	0	7,55E+07	7,55E+07	7,52E+07	7,52E+07
Eólica	Coste fijo	€/MW	0	0	0	0	23,21	23,21
	Coste variable	€/MWh	0	0	0	0	8,97	8,97
	Potencia	MW	0	0	0	0	1668	1668
	Energía	MWh	0	0	0	0	3,16E+06	3,16E+06
	Factor de capacidad	%	0	0	0	0	21,6	21,6
	Beneficio	€	0	0	0	0	-2,48E+08	-2,31E+08

Tabla 14. Parámetros por tecnología de los parques óptimos teóricos y viables de generación.

4.3.2 Precios de la energía.

Seguidamente se muestran los costes de la energía obtenidos en el apartado anterior y los costes del sistema resultantes de aplicar una disponibilidad del 85% y de limitar la potencia nuclear al 90% del consumo mínimo.

En los casos viables, el pago por capacidad se incrementa entre un 8% y un 12%. El valor del pago por capacidad es superior al coste fijo de las turbinas de gas. Por este motivo, las turbinas de gas presentan los mayores márgenes, ya que independientemente de la energía generada, siempre tendrá más ingresos que gastos.

CAPÍTULO 4: COSTES DEL SISTEMA. ANÁLISIS Y RESULTADOS

		ÓPTIMO TÉRMICO		ÓPTIMO HIDRÁULICO		ÓPTIMO HID. Y EÓLICO	
		TEÓRICO	VIABLE	TEÓRICO	VIABLE	TEÓRICO	VIABLE
Pago Capacidad	€/MW	5,0182	5,42	5,0207	5,4308	5,0104	5,6205
Pago Capacidad (SP)	€/MW	5,0182	6,9328	5,0207	6,9348	5,0104	6,9283
Sobreprecio Energía	€/MWh	8,1705	10,382	7,314	9,3076	6,8901	9,093
Sobreprecio Energía (SP)	€/MWh	8,1705	11,288	7,314	11,291	6,8901	11,28
Precio medio Venta	€/MWh	41,424	45,519	41,421	45,517	41,569	45,654
Coste Medio	€/MWh	49,594	55,901	48,736	54,824	48,459	54,747
Coste Medio (SP)	€/MWh	49,594	58,364	48,736	57,273	48,459	56,876

Pago Capacidad (SN)	€/MW	5,0155	6,3198	5,0176	6,4363	5,0119	6,423
Sobreprecio Energía (SN)	€/MWh	8,1661	12,105	7,3097	11,031	6,8921	10,391
Precio medio Venta (SN)	€/MWh	45,519	45,519	45,517	45,517	45,654	45,654
Coste Medio (SN)	€/MWh	53,685	57,625	52,826	56,548	52,546	56,045

SP: Sin Pérdidas
SN: Sin Nucleares

Tabla 15. Costes de la energía de los parques óptimos de generación

El sobreprecio de la energía aumenta en mayor medida. Concretamente entre un 27% y un 32%. Es debido a que hay que hacer frente a un pago por capacidad unitario superior, y además, tienen derecho al mismo un mayor número de generadores.

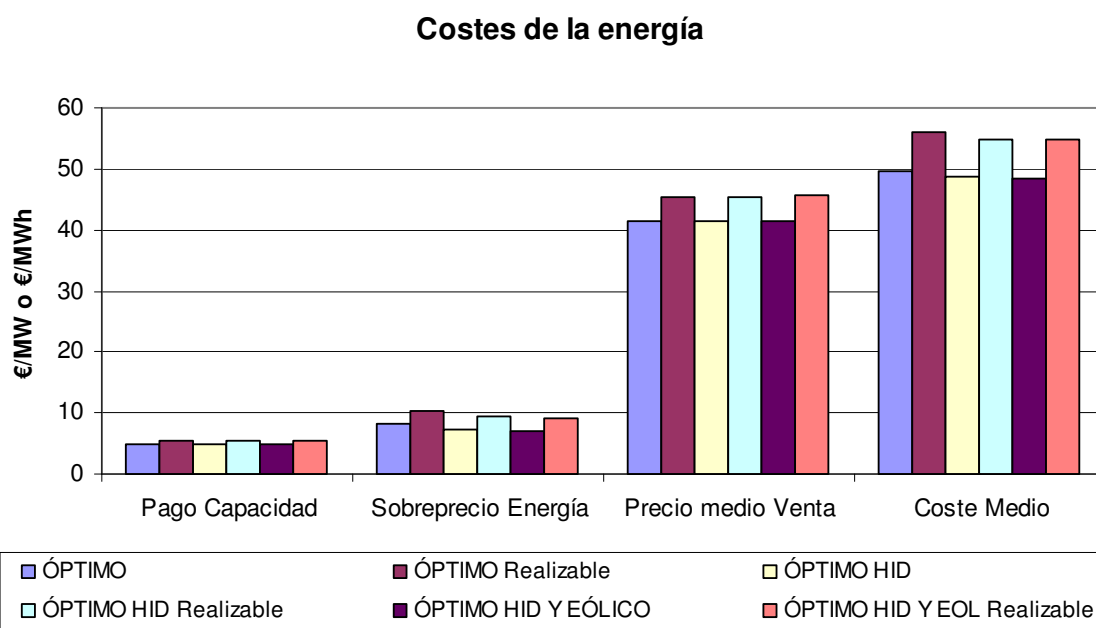


Figura 40. Costes de la energía de los parques óptimos teóricos y viables de generación.

El precio de venta de la energía se incrementa un 9,9% con respecto a los calculados para los parques de generación teóricos. Debido a la reducción de la potencia nuclear instalada, esta tecnología deja de ser marginalista, no marcando precio en ningún momento y subiendo la media de éste al presentar los costes variables más bajos.

Como resultado de todo lo expuesto anteriormente, el coste medio de la energía resulta entre un 12,5% y un 13% superior con respecto a los óptimos teóricos.

4.3 PARQUES ÓPTIMOS TÉRMICOS DE GENERACIÓN VIABLES.

Con los condicionantes del parque de generación incluidos en este caso se desoptimizan los programa ocasionando que los generadores presenten pérdidas. Para conseguir que ninguna tecnología incurriese en márgenes negativos, sería necesario establecer un pago por capacidad superior al inicialmente calculado. Más concretamente un 28% mayor en los tres escenarios sin pérdidas con respecto a los mismos casos del parque óptimo viable. Con todo ello, el costes medio de la energía se vería incrementado en entre un 17,4% y un 17,/% con respecto al óptimo teórico.

En ambos parques de generación (óptimo teórico y óptimo viable), al introducirse la generación hidráulica y eólica, el coste medio de la energía se reduce ligeramente. Del orden del 2% aproximadamente. El pago por capacidad se mantiene, pero se reduce el sobreprecio de la energía al tener menos potencia con derecho al cobro del mismo y por lo tanto el coste medio de la energía.

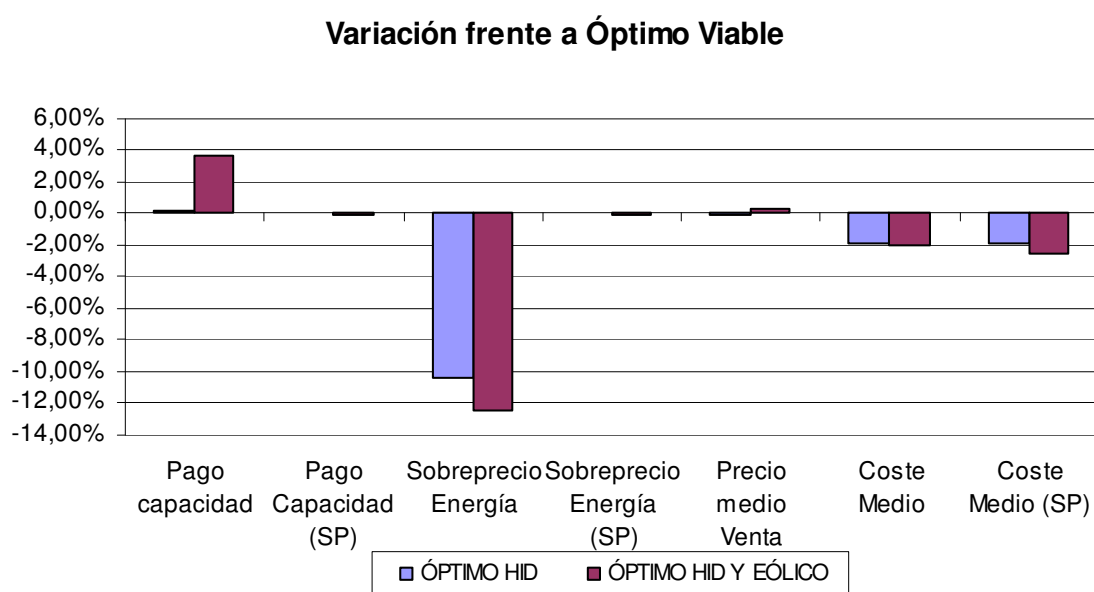


Figura 41. Variación de los costes de la energía de los parques óptimos viables con generación hidráulica y eólica frente al parque óptimo térmico.

La ausencia de centrales nucleares en el óptimo viable no afecta al precio de venta de energía. Es debido a que, por definición, en este escenario las centrales nucleares no marcan precio y por lo tanto su presencia o ausencia no afecta a este factor. Además, el precio de venta de la energía coincide con el de los óptimos teóricos sin nucleares.

Sin embargo, en el óptimo viable, el pago por capacidad en ausencia de nucleares aumenta entre un 26% y un 28% con respecto a los mismos escenarios del parque óptimo teórico. A su vez aumenta entre un 14,3% y un 18,5% con respecto a los valores del óptimo viable con nucleares. Por este motivo, el sobreprecio de la energía sufre un aumento entre el 48% y el 51% si se compara con los óptimos teóricos sin nucleares y entre el 14% y el 18% al comparar con los óptimos viables con nucleares.

Por último, el precio medio de la energía se incrementa entre un 2,4% y un 3,1% con respecto al mismo caso pero empleando centrales nucleares, y alrededor de un 7% si se compara con el óptimo teórico sin nucleares.

COSTES ENERGÍA SIN C. NUCLEARES

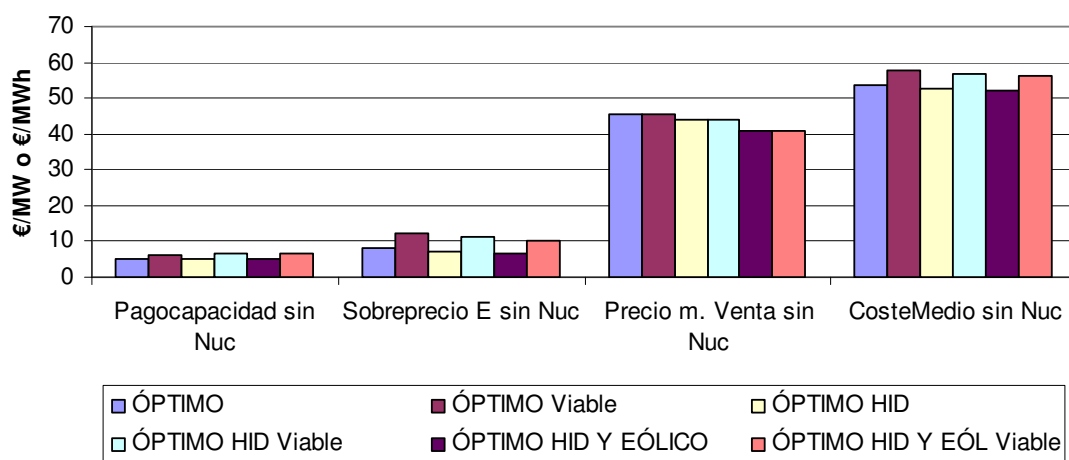


Figura 42. Costes de la energía de los parques óptimos teóricos y viables de generación sin centrales nucleares.

4.3.3 Emisiones de CO₂.

En la siguiente tabla se muestran las emisiones de dióxido de carbono en cada uno de los casos estudiados.

		ÓPTIMO TÉRMICO		ÓPTIMO HIDRÁULICO		ÓPTIMO HID. Y EÓLICO	
		TEÓRICO	VIABLE	TEÓRICO	VIABLE	TEÓRICO	VIABLE
Emision CO ₂	ton CO2	5,28E+06	1,73E+07	4,61E+06	1,66E+07	4,51E+06	1,86E+07
Emision CO ₂ (SN)	ton CO2	3,59E+07	3,59E+07	3,52E+07	3,52E+07	3,27E+07	3,27E+07

SN: Sin Nucleares

Tabla 16. Emisiones de CO₂ en parques óptimos teóricos y viables de generación.

Los óptimos viables emiten entre 3 y 4 veces más CO₂ que el caso equivalente del óptimo teórico. Se debe a la sustitución de generación no emisora de dióxido de carbono (centrales nucleares) por otra si emisora (centrales de carbón).

Destaca el aumento de emisiones de dióxido de carbono en el óptimo viable al introducir generación eólica. Es debido a la necesidad de disminuir la potencia instalada de centrales nucleares con respecto a los casos sin producción eólica para cumplir con la condición de que esta no cubra más del 90% de la demanda mínima. Como se ha comentado, la generación que no realizan las centrales de carbón la producen centrales de carbón, las cuales son las que presentan un mayor nivel de emisiones por megavatio producido.

4.3 PARQUES ÓPTIMOS TÉRMICOS DE GENERACIÓN VIABLES.

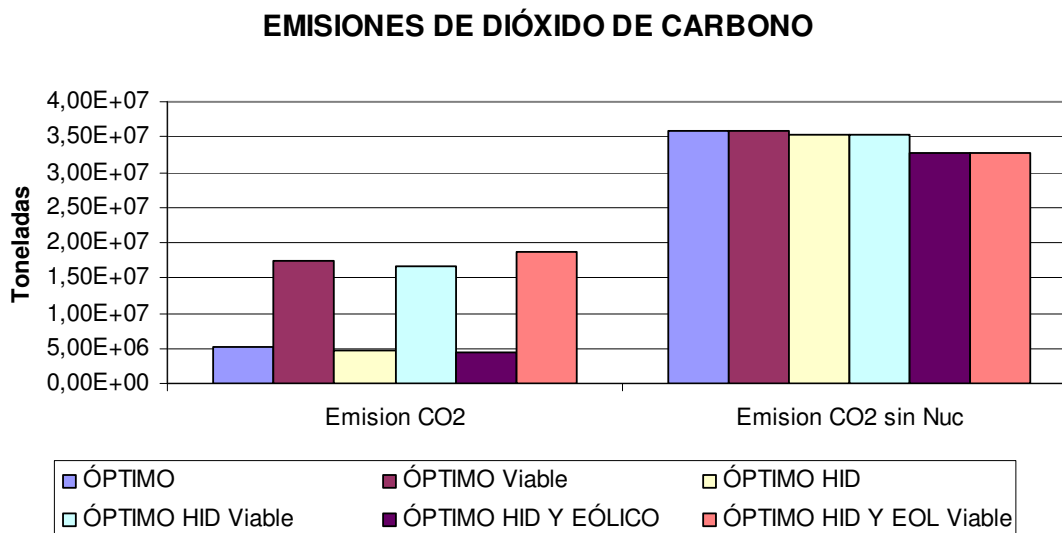


Figura 43. Nivel de emisiones de CO₂ de los parques óptimos teóricos y viables de generación con y sin centrales nucleares.

Si se comparan los óptimos teóricos sin nucleares y los óptimos viables sin nucleares, se obtienen valores idénticos ya que en ambos casos la energía producida por cada tecnología es la misma.

4.3.4 Conclusiones.

La necesidad de garantizar el suministro eléctrico obliga a desoptimizar los parques de generación al tener que tener instalado una potencia de generación superior a la demanda. Además, desde el punto de vista de la seguridad del sistema, puede ser necesario limitar la potencia máxima instalada de alguna tecnología como la nuclear.

Los cambios en el parque de generación realizados para mejorar la seguridad del sistema originan un aumento de todos los costes del sistema y por lo tanto del coste medio de la energía.

Si se establece un pago por capacidad superior al coste fijo de la tecnología de punta, se fomenta esta tecnología de forma ilimitada. La solución pasaría por limitar el montante total o parcial por tecnología de los pagos por capacidad para evitar este aumento de la desoptimización del mix de generación.

La presencia o ausencia de una tecnología no marginalista, es decir, que no marca precio, no afecta al precio medio de venta de la energía. Pero sí afecta a los pagos por capacidad y por lo tanto al coste medio de la energía; que pueden aumentar o reducirse en función de los costes de dicha tecnología.

La limitación de la potencia nuclear instalada en función de la demanda mínima térmica, puede ocasionar un aumento del nivel de emisiones al incluir generación intermitente. Si la inclusión de la generación hidráulica y/o eólica disminuye el hueco mínimo térmico existente, al tener que reducir la generación nuclear ésta ha de sustituirse con generación emisora de CO₂.

4.4 Parque de generación del IEEE.

En este apartado se pretende estudiar el efecto de la introducción de energías intermitentes en un parque predefinido, concretamente el referenciado por el IEEE. Los resultados se comparan con los obtenidos por el parque óptimo de generación térmico. En todo momento se han empleado los costes indicados por el IEA.

Caso	Parque de Generación	Disponibilidad	Potencia nuclear reducida	Hidráulica	Eólica
Óptimo	Óptimo térmico	100 %	No	No	No
IEEE	IEEE	100 %	No	No	No
IEEE (+h)	IEEE	100 %	No	Si	No
IEEE (+h+e)	IEEE	100 %	No	Si	Si

Tabla 17. Resumen escenario “Parques de generación del IEEE”.

4.4.1 Parque de generación.

			ÓPTIMO	IEEE	IEEE (+h)	IEEE (+h+e)
Nuclear	Potencia	MW	4476,8	2202,9	2202,9	2202,9
	Energía	MWh	3,76E+07	1,93E+07	1,93E+07	1,93E+07
	Factor de capacidad	%	95,87	1	1	1
	Beneficio	€	0	6,74E+07	6,04E+07	4,89E+07
	Margen	%	0	7,7339	6,9887	5,7397
Carbón	Potencia	MW	984,49	3508,1	3508,1	3508,1
	Energía	MWh	4,79E+06	2,39E+07	2,38E+07	2,14E+07
	Factor de capacidad	%	55,55	77,919	77,378	69,691
	Beneficio	€	0	-6,18E+07	-7,29E+07	-9,10E+07
	Margen	%	0	-5,1983	-6,2176	-8,3955
Ciclo Combinado	Potencia	MW	1247,3	2618,7	2618,7	2618,7
	Energía	MWh	3,01E+06	2,76E+06	1,73E+06	9,37E+05
	Factor de capacidad	%	27,538	12,023	7,5424	4,0824
	Beneficio	€	0	-1,18E+07	4,91E+06	3,22E+07
	Margen	%	0	-3,5841	1,6802	11,532
Turbina de Gas	Potencia	MW	1841,4	220,29	220,29	220,29
	Energía	MWh	6,04E+05	6,74E+02	0,00E+00	0,00E+00
	Factor de capacidad	%	3,7474	0,034925	0	0
	Beneficio	€	0,00E+00	6,13E+06	7,56E+06	9,86E+06
	Margen	%	0	38,693	43,892	50,496
Hidráulica	Potencia	MW	0	0	900	900
	Energía	MWh	0	0	1,19E+06	1,19E+06
	Factor de capacidad	%	0	0	15,153	15,153
	Ingreso	€	0	0	5,61E+07	5,26E+07
Eólica	Potencia	MW	0	0	0	1668
	Energía	MWh	0	0	0	3,16E+06
	Factor de capacidad	%	0	0	0	21,6
	Beneficio	€	0	0	0	-2,56E+08

(+h): con generación hidráulica
(+h+e): con generación hidráulica y eólica

Tabla 18. Parámetros por tecnología de los parques de generación del IEEE.

4.4 PARQUE DE GENERACIÓN DEL IEEE.

La tabla anterior muestra los resultados correspondientes al estudio del parque de generación indicado por IEEE aplicado tres escenarios distintos: solamente generación térmica, generación hidráulica y térmica, y generación térmica, hidráulica y eólica. En este caso se observa la evolución de todos los parámetros analizados al ir introduciendo generación intermitente en un parque de generación ya establecido. A su vez se comparan los resultados con los obtenidos para el parque óptimo térmico de generación para analizar los efectos de la desoptimización.

En primer lugar se observa la diferente distribución de la potencia instalada en cada caso. En el óptimo de generación, la mitad de la potencia instalada es de centrales nucleares mientras que en el IEEE esta tecnología representa el 26% de la potencia instalada (-50,8% frente al óptimo). En el caso del IEEE la tecnología predominante es el carbón, el cual representa el 41% del total frente al 12% en el óptimo (+256% frente al óptimo). Los ciclos combinados pasan del 15% de la potencia instalada en el óptimo al 31% en los datos del IEEE (+110%). Por último, las turbinas de gas representan un 22% de la potencia instalada en el óptimo y sólo un 3% en el caso del IEEE (-88%).

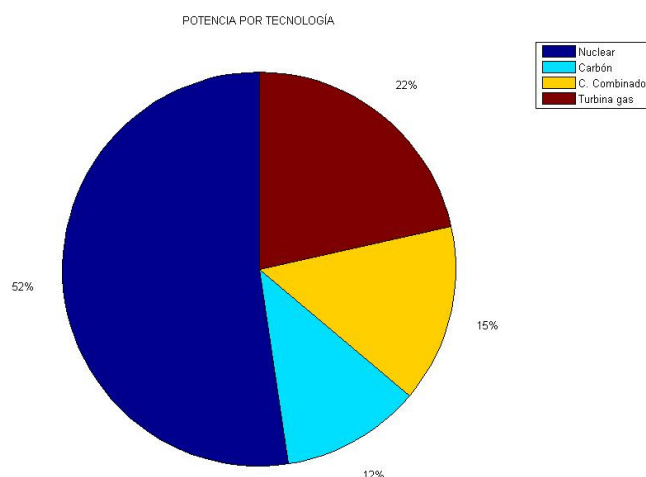


Figura 44. Parque óptimo térmico de generación.

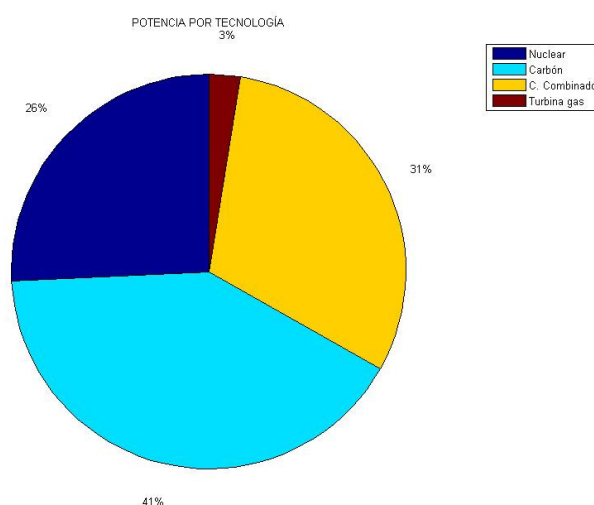


Figura 45. Parque de generación del IEEE.

CAPÍTULO 4: COSTES DEL SISTEMA. ANÁLISIS Y RESULTADOS

En el caso del IEEE, la introducción de la generación hidráulica y eólica se realiza añadiendo potencia instalada de estas tecnologías al parque existente, y no manteniendo la potencia total a base de restar potencia térmica como se ha realizado al buscar los parques óptimos de generación.

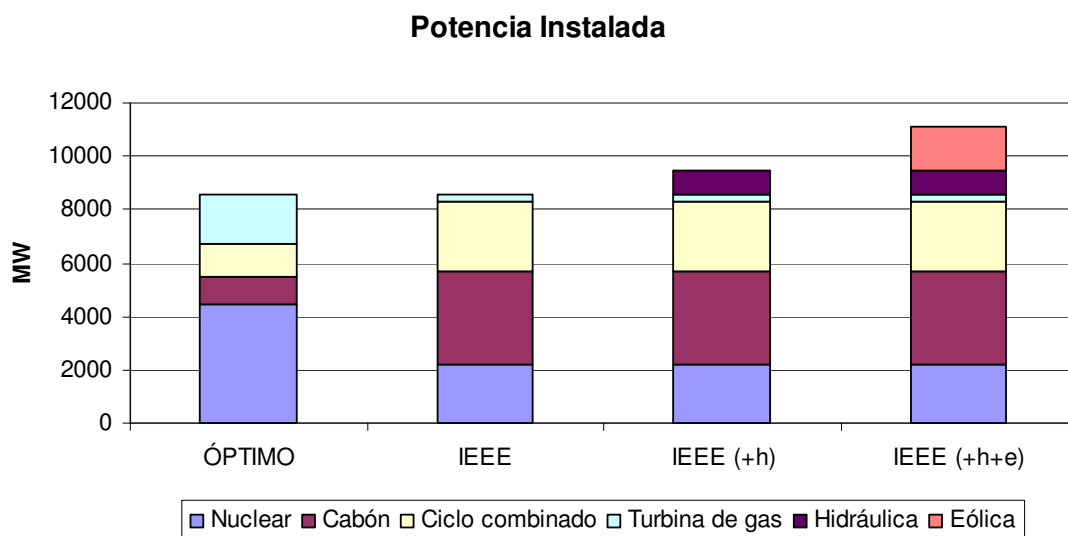


Figura 46. Potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación y en los parques de generación del IEEE.

El diferente parque de generación de cada caso condiciona la energía producida por cada tecnología en cada uno. En el caso del IEEE la energía la generan principalmente las centrales de carbón ($\approx 50\%$) y las nucleares ($\approx 40\%$), repartiéndose lo ciclos combinados, las turbinas de gas, las hidráulicas y la generación eólica el resto. En cambio, en el óptimo, la generación nuclear representa más del 80% de la energía generada, afectando principalmente a la producción de las centrales de carbón si se compara con los datos del caso del IEEE.

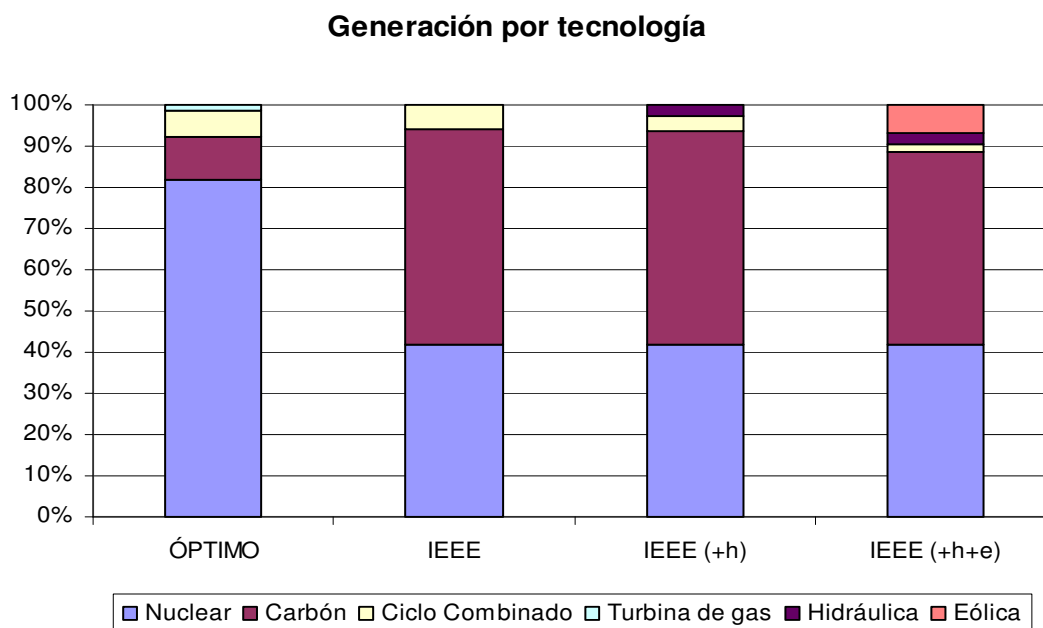


Figura 47. Generación por tecnología por el parque óptimo de generación y por los parques de generación del IEEE.

4.4 PARQUE DE GENERACIÓN DEL IEEE.

La introducción de generación hidráulica en el caso del IEEE ocasiona una disminución de la energía producida por las tecnologías de punta. Las turbinas de gas dejan de producir y los ciclos combinados reducen la generación un 37,3%. Las centrales de carbón apenas se ven afectadas ya que su producción se ve reducida un 0,7% y las centrales nucleares siguen generando la misma energía.

La entrada de la energía hidráulica y eólica en el parque de generación ocasiona una reducción de la generación del resto de tecnologías. Las turbinas de gas no generan, los ciclos combinados reducen su producción un 66,0% y las centrales de carbón disminuyen la generación un 10,6%. En ningún caso de los diferentes escenarios con el parque de generación del IEEE, las centrales nucleares ven reducida su producción, presentando un factor de capacidad del 100% ya que la potencia instalada de esta tecnología es inferior a la demanda mínima. Con el parque óptimo no es así, las centrales nucleares marcan precio y por lo tanto ofrece un factor de capacidad inferior a 1.

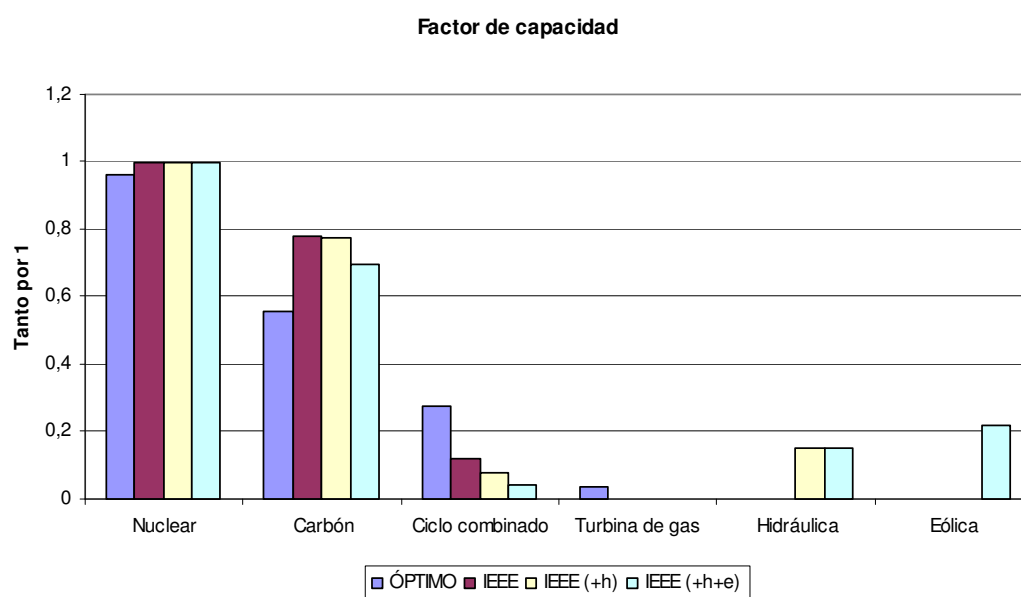


Figura 48. Factor de capacidad por tecnología del parque óptimo de generación y de los parques de generación del IEEE.

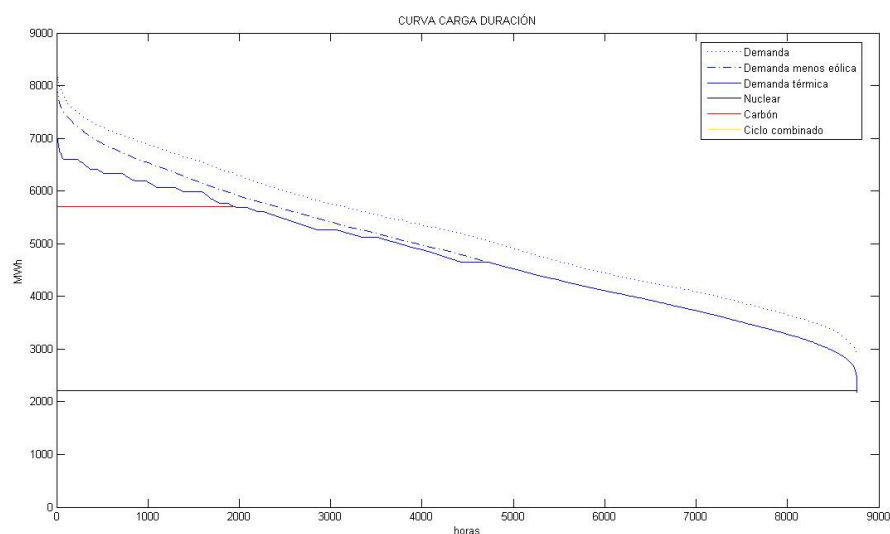


Figura 49. Curva carga-duración con parque de generación del IEEE.

Las únicas tecnologías que presentan beneficios en todos los casos del IEEE son las nucleares y las turbinas de gas. El resto de tecnologías presentan pérdidas que, en suma, son iguales a los beneficios de ambas. En esta situación, sin tener en cuenta otros condicionantes técnico y económicos, de cara al sistema es interesante invertir en nucleares y principalmente, en turbinas de gas debido a sus altos márgenes positivos, y desinvertir en centrales de ciclo combinado y de carbón, las cuales presentan márgenes negativos. De esta forma, el parque de generación tendería al óptimo.

Las turbinas de gas presentan beneficios en todo momento, incluso no generando, al ser superior el pago por capacidad a sus coste fijos.

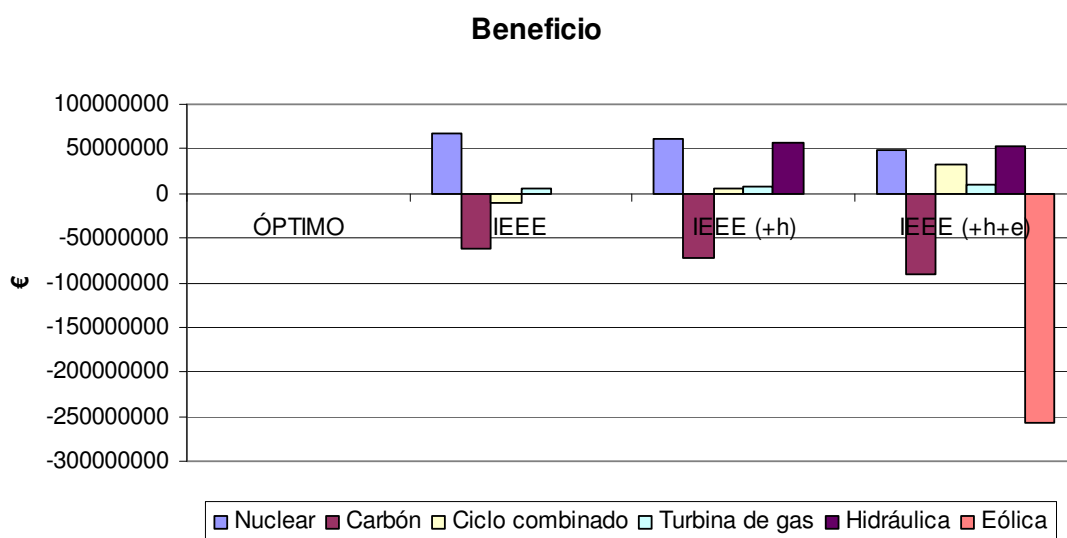


Figura 50. Beneficio por tecnología en los casos del IEEE.

Las centrales de carbón son deficitarias en todos los casos del parque de generación del IEEE estudiados. El margen de beneficios es el menor independientemente del caso analizado.

Al irse introduciendo la generación hidráulica y eólica, los ciclos combinados dejan de presentar pérdidas. Se debe al aumento del pago por capacidad, el cual alcanza un valor superior al de sus costes fijos.

El valor representado en la gráfica de beneficio en la hidráulica, es el ingreso ya que no se han tenido en cuenta los costes al ser estos muy variados y presentar un alto nivel de dispersión que impide tener un valor de referencia válido.

4.4 PARQUE DE GENERACIÓN DEL IEEE.

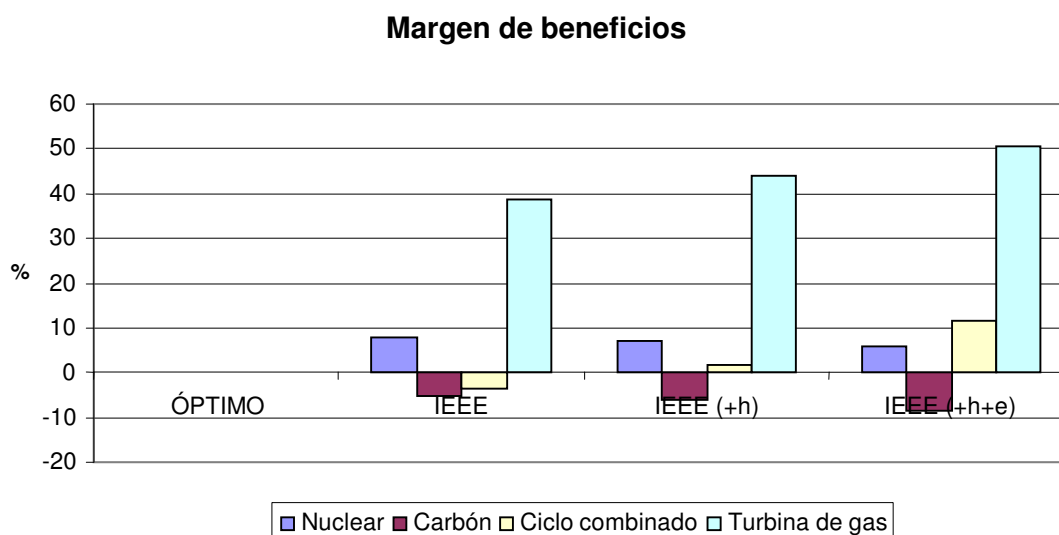


Figura 51. Margen de beneficio por tecnología en los casos del IEEE.

4.4.2 Precios de la energía.

Con el parque de generación del IEEE se han obtenidos los precios de la energía para los casos de sólo generación térmica, térmica más hidráulica y todos los tipos de tecnologías (térmica, hidráulica y eólica). Además se muestran los datos obtenidos para el óptimo de generación térmico para comparar los resultados.

		ÓPTIMO	IEEE	IEEE (+h)	IEEE (+h+e)
Pago Capacidad	€/MW	5,0182	8,1887	8,9292	10,120
Pago Capacidad (SP)	€/MW	5,0182	10,198	11,300	13,083
Sobrepeso Energía	€/MWh	8,1705	13,333	14,538	16,478
Sobrepeso Energía (SP)	€/MWh	8,1705	16,604	18,399	21,301
Precio medio Venta	€/MWh	41,424	38,900	37,674	35,690
Coste Medio	€/MWh	49,594	52,233	52,212	52,168
Coste Medio (SP)	€/MWh	49,594	55,504	56,073	56,991
Pagocapacidad sin Nuc.	€/MW	5,0155	9,6059	10,346	11,537
Sobrepeso E sin Nuc.	€/MWh	8,1661	15,640	16,846	18,784
Precio M. Venta sin Nuc	€/MWh	45,519	38,900	37,674	35,691
Coste Medio sin Nuc.	€/MWh	53,685	54,540	54,520	54,475

(SP): Sin pérdidas
 (+h): con generación hidráulica
 (+h+e): con generación hidráulica y eólica

Tabla 19. Costes de la energía de los parques de generación del IEEE.

El pago por capacidad teórico para el parque de generación establecido en el caso de la IEEE es superior al Óptimo en los tres casos estudiados (63,2%, 77,9% y 101,7% respectivamente). En el caso en el que sólo se tiene en cuenta la generación térmica, el pago por capacidad tiene un valor del orden del coste fijo de los ciclos combinados a pesar que existe generación con la turbinas de gas. Ésta sólo representa el 0,001% de total por lo que no influye en el resultado.

Al introducirse la generación intermitente, se reducen las horas de funcionamiento de las centrales de punta. De hecho, las turbinas de gas dejan de generar. De esta forma se reduce el sobreingreso de las centrales de base por venta de energía por encima de su coste variable sin que varíe la potencia instalada. Por este motivo, y para compensar todos los costes del sistema, aumenta el pago por capacidad, con valores superiores al coste fijo de las centrales de ciclo combinado.

Con éstos valores del pago por capacidad se compensarían los ingresos con los costes del total de sistema, pero no el de tecnología por tecnología como se comentó anteriormente. Para que ningún tipo de central tuviese pérdidas, habría que establecer un pago por capacidad mayor, entre un 24,5% y un 29,3%. Con este pago por capacidad sin pérdidas, todas las tecnologías presentarían beneficios excepto las centrales de carbón que tendrían un saldo neutro.

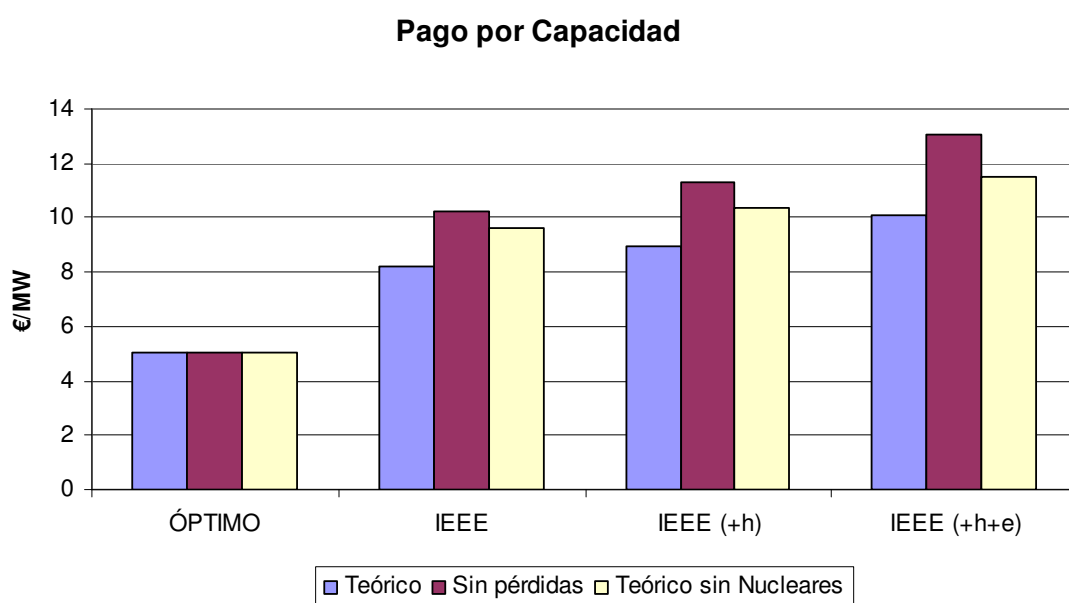


Figura 52. Pagos por capacidad en parque óptimo térmico y en los casos del IEEE.

Todos los comentarios vertidos acerca del pago por capacidad se pueden aplicar al sobreprecio de la energía. Éste se incrementa debido al aumento de los pagos por capacidad manteniendo el total de potencia que tiene derecho al mismo.

Lo anteriormente expuesto origina un coste medio de la energía que se muestra en la siguiente gráfica.

4.4 PARQUE DE GENERACIÓN DEL IEEE.

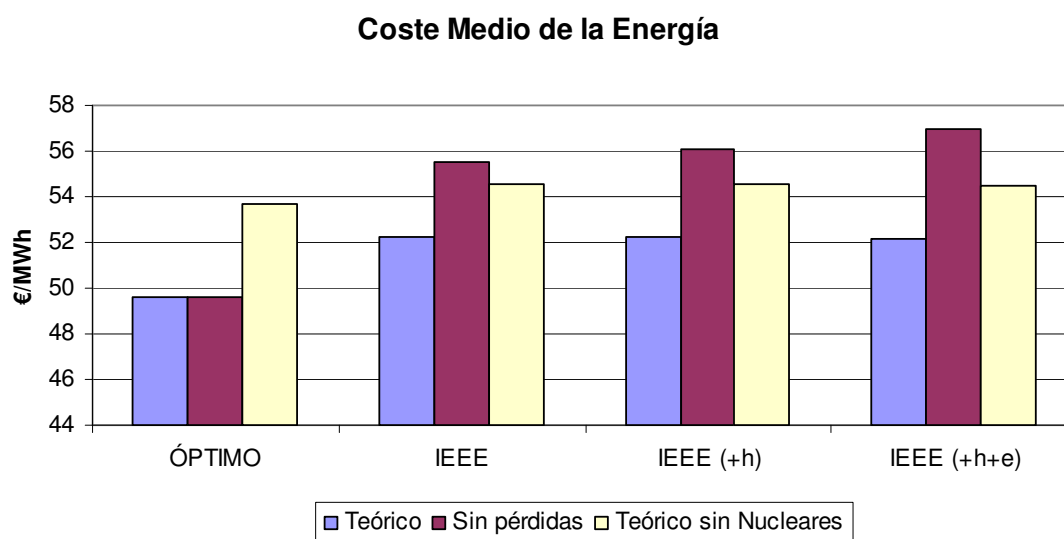


Figura 53. Coste medio de la energía en parque óptimo térmico y en los casos del IEEE.

Los casos del IEEE presentan un coste medio de la energía similar para los tres casos y un 5% superiores al óptimo.

Al incluir la generación hidráulica en el caso del IEEE prácticamente no varía el coste medio de la energía (-0,04%). Lo mismo sucede al incluir la generación hidráulica y eólica ya que el coste medio de la energía disminuye un 0,12%. El aumento del pago por capacidad que se produce al introducir la generación intermitente, se ve compensado por la disminución del precio de venta de la energía comentado previamente.

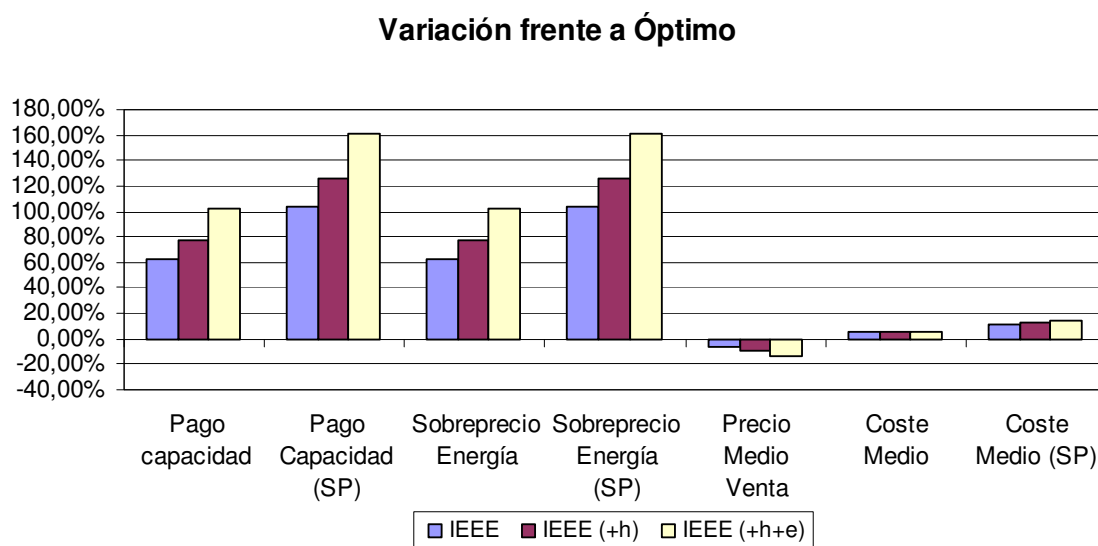


Figura 54. Variación de los costes de la energía de los parques del IEEE con respecto al parque óptimo térmico.

Ya se comentó que el coste medio de la energía en el Óptimo se encarece entre un 7,7% y un 8,4 % en el caso de no emplear centrales nucleares. En los casos del IEEE, el coste medio de la energía se incrementa un 4,4% independientemente de la presencia o no

de generación renovable. Se debe a que tanto la potencia instalada, como la generación realizada por centrales nucleares en el parque definido por el IEEE, es la mitad que en el óptimo. Y por lo tanto la ausencia de dicha tecnología afecta en menor medida al coste final de la energía.

Si se estableciese un pago por capacidad que ocasionase que no hubiese pérdidas, el coste medio de la energía se incrementaría en los casos del IEEE entre un 6,3% y un 9,2%. Con ello el sobrecoste con respecto al parque óptimo de generación sería entre un 11,9% y un 14,9%.

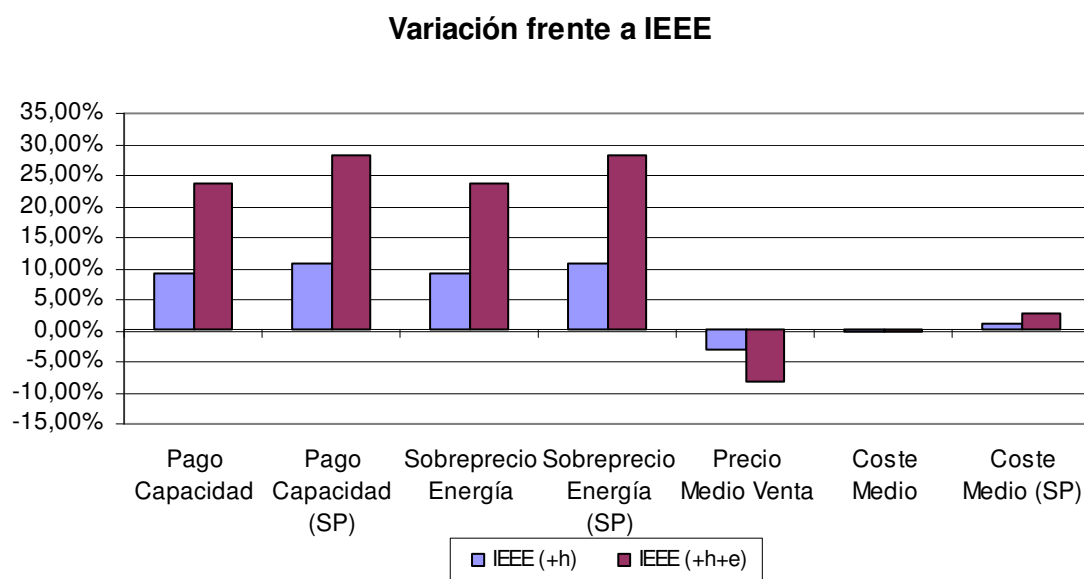


Figura 55. Variación de los costes de la energía de los parques hidráulico y eólico del IEEE con respecto al parque térmico del IEEE.

4.4.3 Emisiones de CO₂.

El nivel de emisiones de los casos del IEEE es entre 3,4 y 3,9 veces superior al obtenido por el óptimo de generación. Éste presenta una generación producida principalmente por centrales nucleares, las cuales no emiten CO₂. El nivel de emisiones se va reduciendo al introducir la generación hidráulica (-2,4%) y eólica (-13,2%) al sustituir generación contaminante por otra libre de emisiones de gases de efecto invernadero.

		ÓPTIMO	IEEE	IEEE (+h)	IEEE (+h+e)
Emision CO ₂	ton CO ₂	5,28E+06	2,05E+07	2,00E+07	1,78E+07
Emision CO ₂ sin Nuc.	ton CO ₂	3,59E+07	3,62E+07	3,57E+07	3,35E+07

Tabla 20. Emisiones de CO₂ en los parques de generación IEEE.

4.4 PARQUE DE GENERACIÓN DEL IEEE.

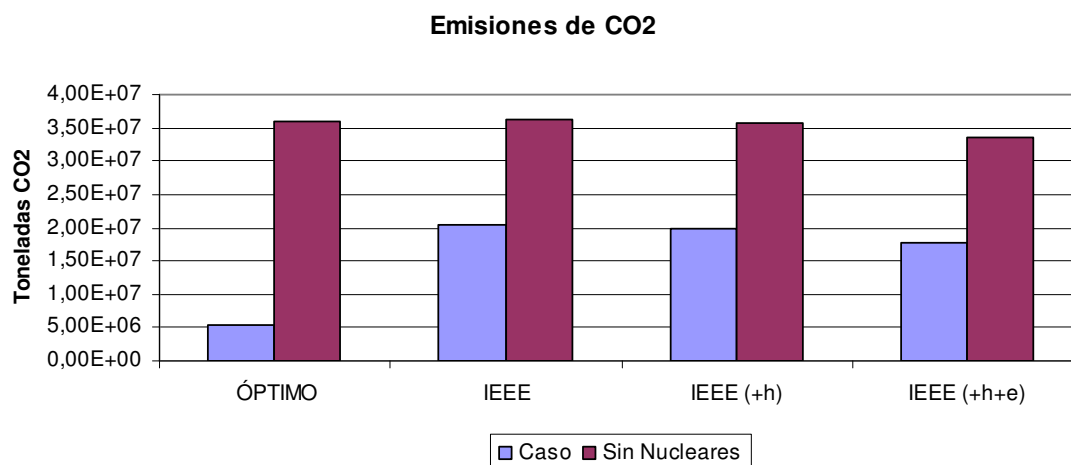


Figura 56. Nivel de emisiones de CO₂ del parque óptimo térmico y de los parques del IEEE.

La ausencia de centrales nucleares ocasiona un incremento de las emisiones ya que dicha tecnología es sustituida por centrales emisoras de dióxido de carbono. Más concretamente se produce un incremento entre el 77% y el 88%. Al introducir en el caso del IEEE la generación intermitente, se produce una disminución porcentual de las emisiones superior en el caso de contar con la generación nuclear. Se debe a que, aunque con la introducción de la generación hidráulica y eólica se desplazan a las mismas centrales y en la misma cantidad de energía, porcentualmente, al comparar con un escenario de emisiones inferior, la variación es superior.

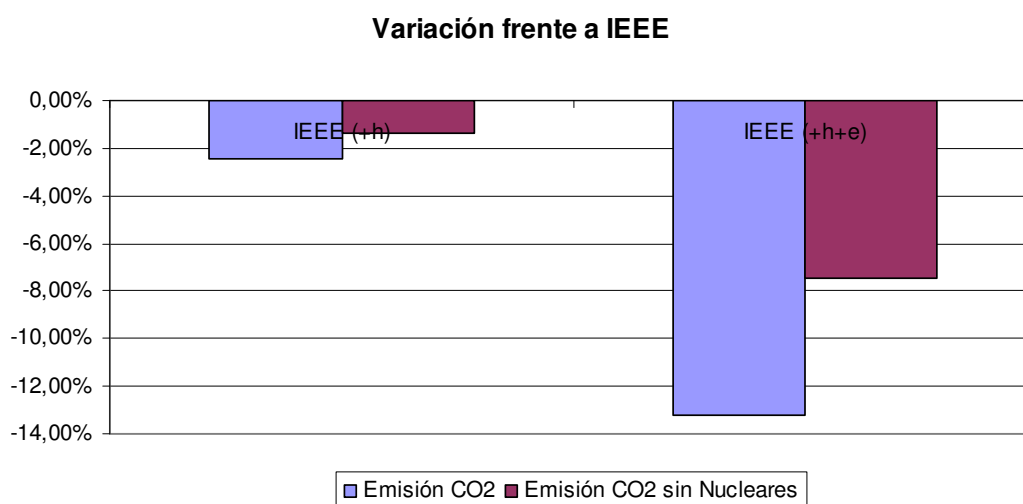


Figura 57. Variación del nivel de emisiones de CO₂ al introducir generación hidráulica y eólica en el parque de generación del IEEE.

4.4.4 Conclusiones.

Aparentemente las tecnologías cuya potencia instalada sea inferior al óptimo, presentarán beneficios y las centrales con potencias superiores al óptimo no compensarán los costes con sus ingresos. Este hecho podría hacer pensar que el mercado trataría de

equilibrar el parque de generación, pero como se verá en los siguientes apartados no es así.

Tanto el pago por capacidad como el precio medio de la energía, son superiores en el caso del IEEE frente al caso óptimo.

El Pago por Capacidad aumenta con la introducción de energías intermitentes en un parque de generación desoptimizado. En cambio, el precio medio de la energía se mantiene.

El nivel de emisiones de CO₂ va disminuyendo al introducir la generación hidráulica y eólica. Se debe a que estas tecnologías no emisoras de CO₂ sustituyen la generación de centrales alimentadas por combustibles fósiles.

4.5 Casos con generación hidráulica.

Después de analizar los diferentes parques de generación al ir introduciendo generación renovable, se quieren comparar los distintos parques de generación empleando el mismo escenario de demanda térmica. En primer lugar se van a estudiar los escenarios en los que exista generación hidráulica. Se han empleado los costes indicados por el IEA. Se define como “óptimo” el parque óptimo teórico teniendo en cuenta que una parte de la demanda se cubre con generación hidráulica. El “óptimo térmico” hace referencia al parque óptimo de generación teórico considerando que toda la demanda se cubre con centrales térmicas. A este parque se le añade la generación hidráulica para completar el caso analizado. El parque “óptimo viable” parte del parque de generación “óptimo” y se le añaden las condiciones para hacerlo viable tal y como se definió en el apartado 4.3: la disponibilidad del parque de generación es del 85% y la generación nuclear no cubre en ningún momento más del 90% de la demanda térmica. Por último, el caso “IEEE” hace referencia al parque de generación definido por el IEEE al que se le añade la generación hidráulica.

Caso	Parque de Generación	Disponibilidad	Potencia nuclear reducida	Hidráulica	Eólica
Óptimo	Óptimo hidráulico	100 %	No	Si	No
Óptimo térmico	Óptimo térmico	100 %	No	Si	No
Óptimo viable	Óptimo hidráulico	85 %	Si	Si	No
IEEE	IEEE	100 %	No	Si	No

Tabla 21. Resumen escenario “Casos con generación hidráulica”.

4.5.1 Parque de generación.

El parque de generación es distinto en los cuatro casos estudiados. Todos los óptimos teóricos (óptimo y óptimo térmico) presentan una distribución por tecnologías muy parecida en la que aproximadamente la mitad del parque lo acaparan centrales nucleares.

4.5 CASOS CON GENERACIÓN HIDRÁULICA.

El resto se lo reparten las turbinas de gas, los ciclos combinados, la hidráulica y las centrales de carbón en este orden. En el óptimo viable un tercio de la potencia lo acaparan las centrales nucleares, otro tercio las centrales de carbón y el último tercio se lo reparten el resto de tecnologías. En el caso IEEE, las centrales predominantes son las de carbón. Seguidas de los ciclos combinados, las centrales nucleares, la hidráulica y las turbinas de gas.

La potencia total instalada en el óptimo es inferior a la del resto de los casos de estudio. Coincide con la demanda máxima, no existiendo reservas de generación en dicho punto. En el resto de casos, la potencia instalada supera en 900 MW (+10,5%) la demanda máxima, ya que se parte de un parque de generación térmico capaz de cubrir el 100% de la demanda y se le añade la generación hidráulica. Hay que recordar, que los datos de potencia mostrados del óptimo hidráulico viable son sólo de la potencia disponible, la cual representa el 85% del total.

			ÓPTIMO	ÓPTIMO TÉRMICO	OPTIMO VIABLE	IEEE
Nuclear	Potencia	MW	4476,8	4476,8	2607,2	2202,9
	Energía	MWh	3,76E+07	3,76E+07	2,28E+07	1,93E+07
	Factor de capacidad %		95,87	95,87	85	1
	Beneficio	€	0,00E+00	-2,41E+07	3,89E+07	6,04E+07
	Margen	%	0	-1,5193	3,5073	6,9887
Carbón	Potencia	MW	886,33	984,49	2756	3508,1
	Energía	MWh	4,36E+06	4,72E+06	1,91E+07	2,38E+07
	Factor de capacidad %		56,145	54,677	67,31	77,378
	Beneficio	€	0,00E+00	-5,27E+06	-4,27E+07	-7,29E+07
	Margen	%	0	-1,8372	-4,1726	-6,2176
Ciclo combinado	Potencia	MW	1051,9	1247,3	1051,9	2618,7
	Energía	MWh	2,52E+06	2,42E+06	2,52E+06	1,73E+06
	Factor de capacidad %		27,374	22,132	23,268	7,5424
	Beneficio	€	0,00E+00	-1,01E+06	-1,50E+06	4,91E+06
	Margen	%	0	-0,46389	-0,67993	1,6802
Turbina de gas	Potencia	MW	1235	1841,4	1235	220,29
	Energía	MWh	3,28E+05	7,59E+04	3,28E+05	0,00E+00
	Factor de capacidad %		3,0298	0,47022	2,5753	0
	Beneficio	€	0,00E+00	3,04E+07	5,36E+06	7,56E+06
	Margen	%	0	26,007	5,7069	43,892
Hidráulica	Potencia	MW	900	900	900	900
	Energía	MWh	1,19E+06	1,19E+06	1,19E+06	1,19E+06
	Factor de capacidad %		15,153	15,153	15,153	15,153
	Ingreso	€	7,55E+07	6,83E+07	7,55E+07	5,61E+07

Tabla 22. Parámetros por tecnología con generación hidráulica.

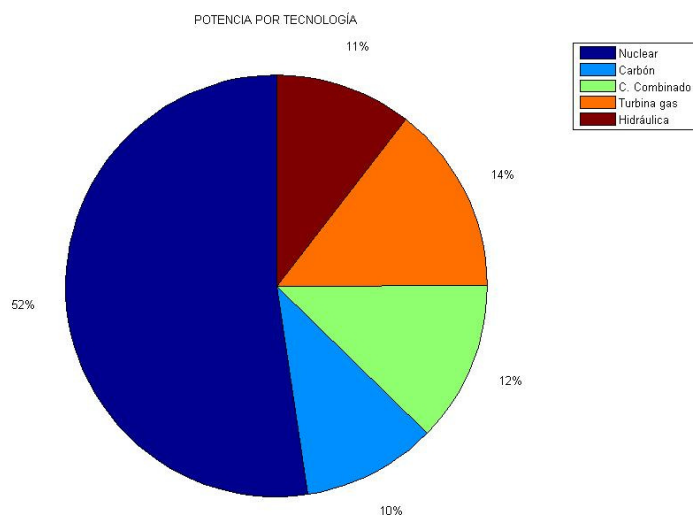


Figura 58. Parque óptimo hidráulico de generación.

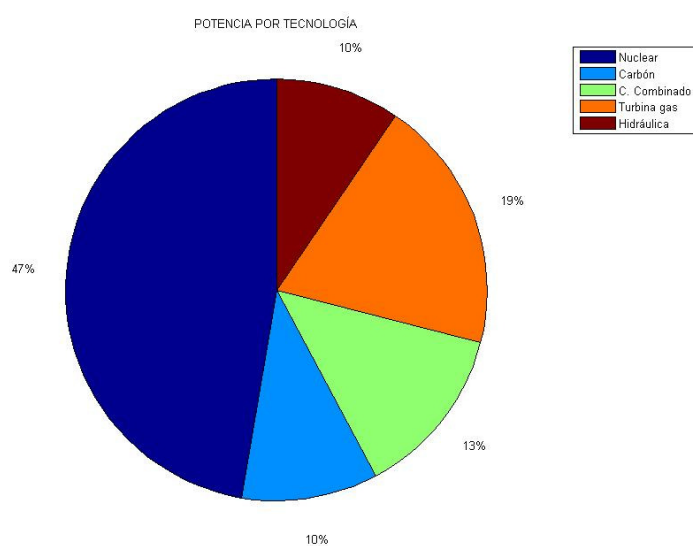


Figura 59. Parque óptimo térmico de generación.

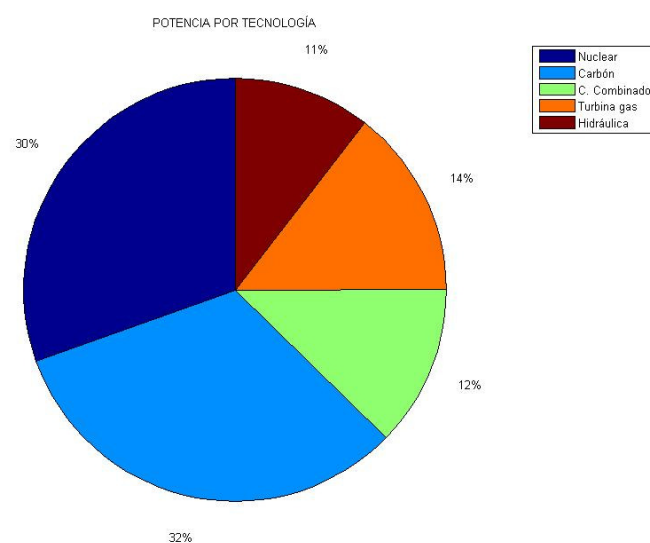


Figura 60. Parque óptimo hidráulico viable de generación.

4.5 CASOS CON GENERACIÓN HIDRÁULICA.

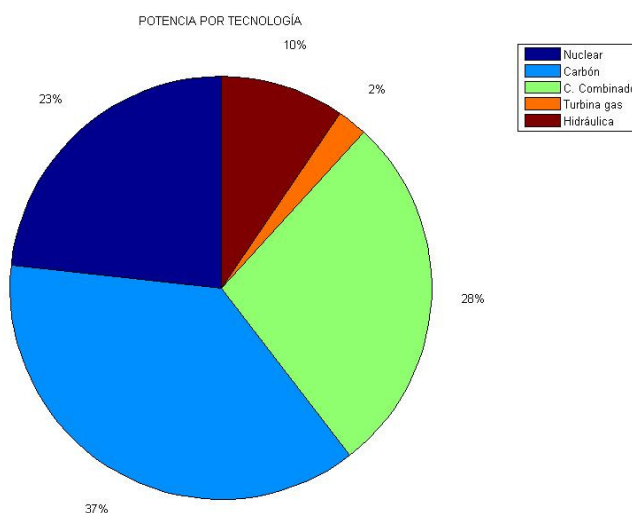


Figura 61. Parque de generación del IEEE con generación hidráulica.

Las diferencias entre los parques de generación junto al perfil de la demanda, condiciona la energía generada por cada tecnología y por lo tanto el nivel de emisiones.

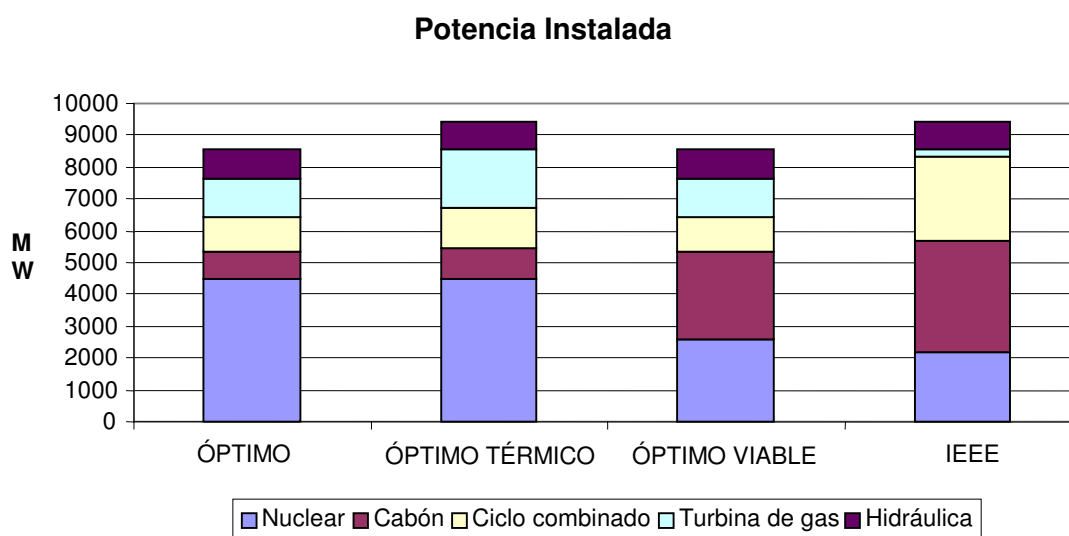


Figura 62. Potencia instalada por tecnología con generación hidráulica.

En los óptimos teóricos (óptimo y óptimo térmico), más del 80% de la energía es generada por centrales nucleares. En el caso óptimo viable, las nucleares producen el 50% de la energía y las centrales de carbón el 40% y en el caso del IEEE las centrales de carbón generan mas del 50%. Aquí radica la principal causa por la que el caso del IEEE y el óptimo viable presenta un nivel de emisiones entre un 260% y un 333% superior al óptimo hidráulico.

La energía de origen hidráulico representa el 2,6% del total.

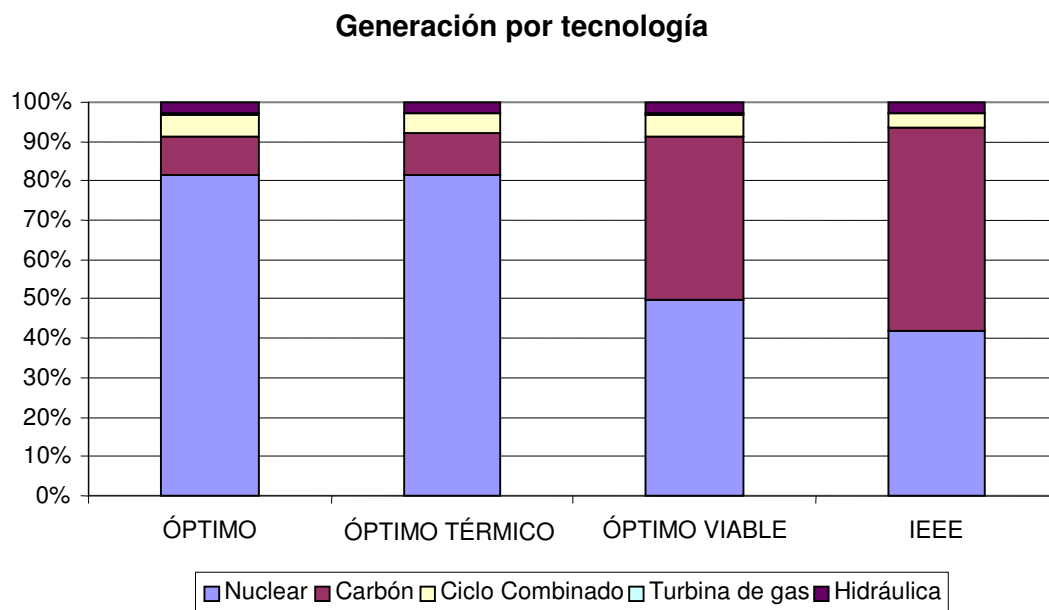


Figura 63. Generación realizada por tecnología con generación hidráulica.

Analizando los márgenes y beneficios se dan situaciones distintas en cada caso. El escenario en el que la generación hidráulica obtiene unos mayores ingresos es el óptimo viable, ya que es el caso cuyo precio medio de venta de energía es mayor, como se verá en el próximo apartado.

En el parque óptimo, el balance económico por tecnología es neutro. No hay ningún tipo de central con ganancias ni con pérdidas.

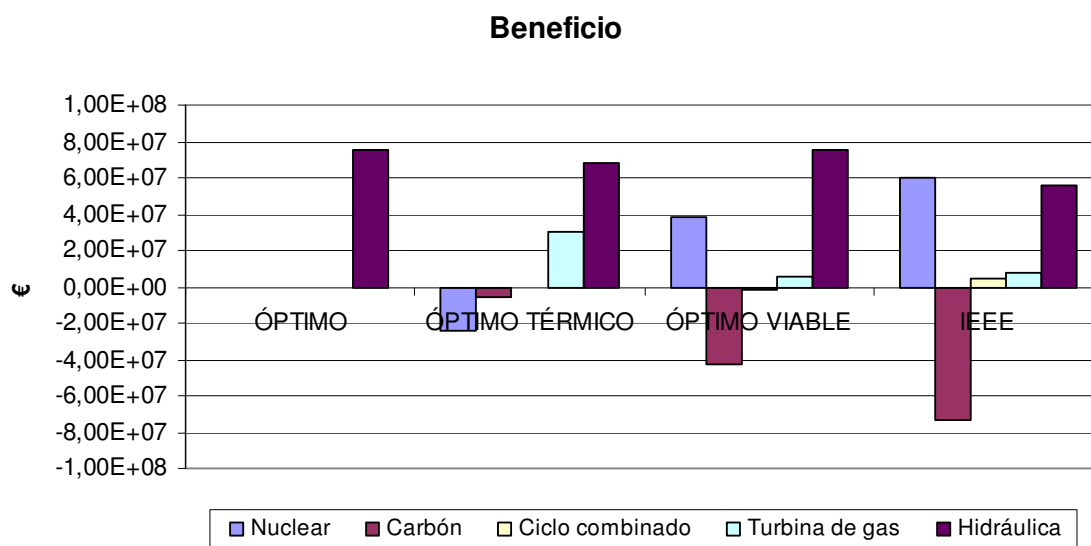


Figura 64. Beneficio por tecnología con generación hidráulica.

El valor representado en la gráfica de beneficio en la hidráulica es el ingreso ya que no se han tenido en cuenta los costes al ser estos muy variados y presentar un alto nivel de dispersión que impide tener un valor de referencia válido.

4.5 CASOS CON GENERACIÓN HIDRÁULICA.

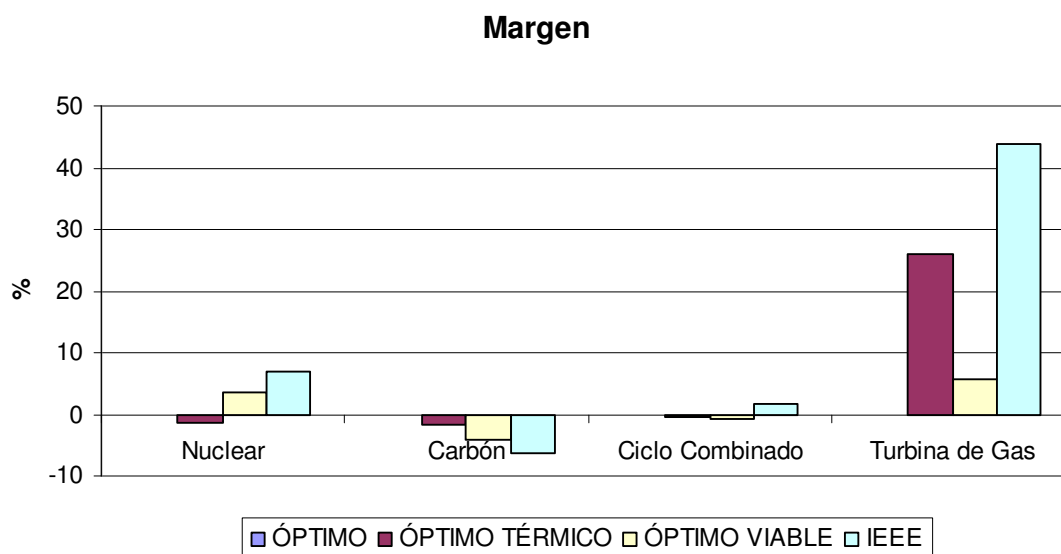


Figura 65. Margen de beneficio por tecnología con generación hidráulica.

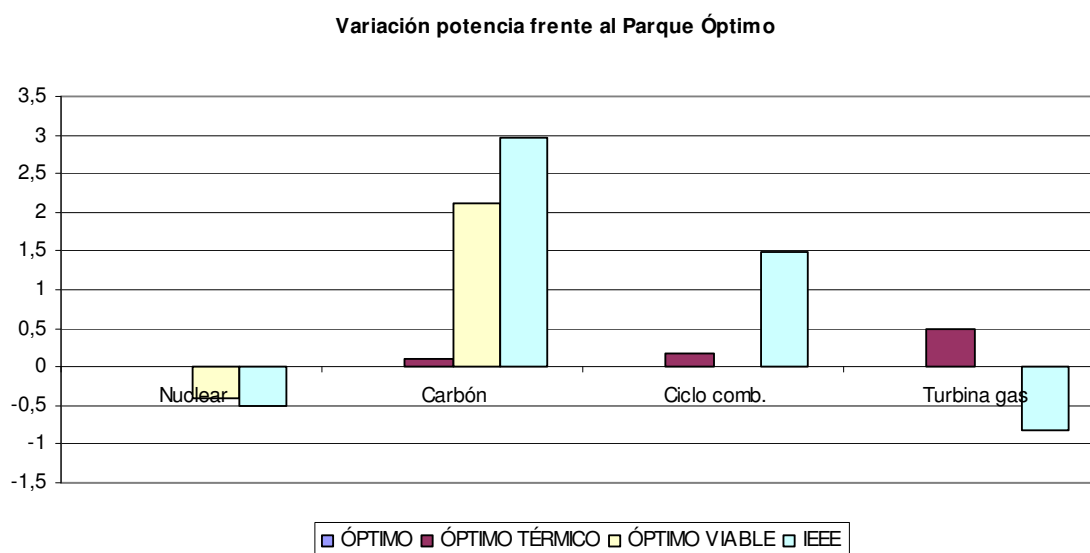


Figura 66. Variación de potencia frente al parque óptimo hidráulico de generación.

En cuanto los parques de generación se diferencian en mayor medida del óptimo teórico, todas las tecnologías van presentando pérdidas y ganancias cada vez superiores. Estas se anulan entre sí ya que el balance total del sistema es neutro por la propia definición del pago por capacidad. Es de destacar que en todos los escenarios las centrales de carbón presentan pérdidas y las turbinas de gas beneficios. Las centrales nucleares y los ciclos combinados tienen ganancias o no cubren costes dependiendo del caso. No se aprecia relación directa entre presentar beneficios/pérdidas con la necesidad de aumentar/disminuir la potencia instalada de una tecnología. Por ejemplo, las turbinas de gas tienen en todos los casos excepto en el del IEEE una potencia instalada igual o superior a la del óptimo hidráulico y, aun así, todos los casos presentan beneficios. A su vez, la potencia nuclear instalada en el óptimo y en el óptimo térmico es la misma y en éste último caso, presentaba pérdidas.

4.5.2 Precios de la energía.

La siguiente tabla se reflejan los costes del sistema de todos los casos con generación hidráulica analizados.

		ÓPTIMO	ÓPTIMO TÉRMICO	ÓPTIMO VIABLE	IEEE
Pago Capacidad	€/MW	5,0207	6,8955	5,4308	8,9292
Pago Capacidad (SP)	€/MW	5,0207	7,5112	6,9348	11,3
Sobrepeso Energía	€/MWh	7,314	11,227	9,3076	14,538
Sobrepeso Energía (SP)	€/MWh	7,314	12,229	11,291	18,399
Precio medio Venta	€/MWh	41,421	38,287	45,517	37,674
Coste Medio	€/MWh	48,736	49,514	54,824	52,212
Coste Medio (SP)	€/MWh	48,736	50,516	57,273	56,073

Pagocapacidad sin Nuc	€/MW	5,0176	6,8928	6,4363	10,346
Sobrepeso E sin Nuc	€/MWh	7,3097	11,223	11,031	16,846
Precio m. Venta sin Nuc	€/MWh	45,517	42,382	45,517	37,674
CosteMedio sin Nuc	€/MWh	52,826	53,605	56,548	54,520

(SP): Sin pérdidas

Tabla 23. Costes de la energía con generación hidráulica.

El pago por capacidad del parque óptimo es el menor de todos los casos. Coincide con el coste fijo de las turbinas de gas. En el resto de casos, la cifra es superior, entre un 8,3% (óptimo viable) y un 77,8% (IEEE). Por este motivo las turbinas de gas presentan beneficios en todos los casos, ya que con la venta de la energía se recuperan los costes variables y con el pago por capacidad los fijos, quedando margen para conseguir beneficios.

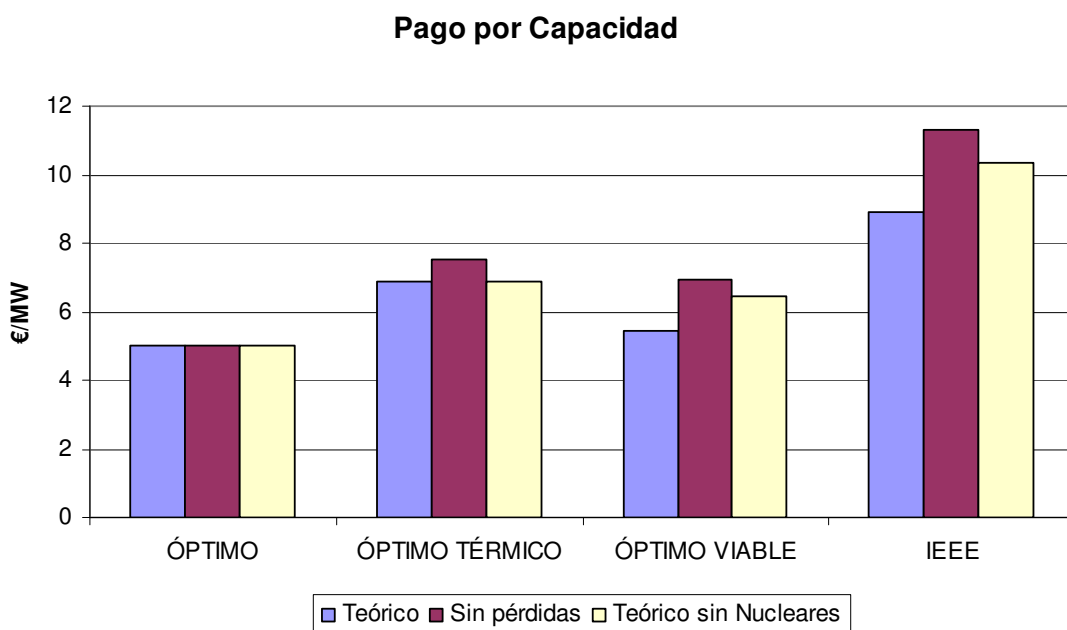


Figura 67. Pago por capacidad con generación hidráulica.

4.5 CASOS CON GENERACIÓN HIDRÁULICA.

Con éstos valores del pago por capacidad se compensarían los ingresos con los costes del total de sistema, pero no el de tecnología por tecnología, excepto en el óptimo teórico en el cual el balance económico es neutro en todas las tecnologías. Para que ningún tipo de central tuviese pérdidas, habría que establecer un pago por capacidad mayor, entre un 8,9% y un 27,7%. Con este pago por capacidad sin pérdidas, todas las tecnologías presentarían beneficios excepto las centrales de carbón que tendrían saldo neutro.

El sobreprecio de la energía presenta un comportamiento similar al comentado para el pago por capacidad, tal y como se muestra en la siguiente gráfica.

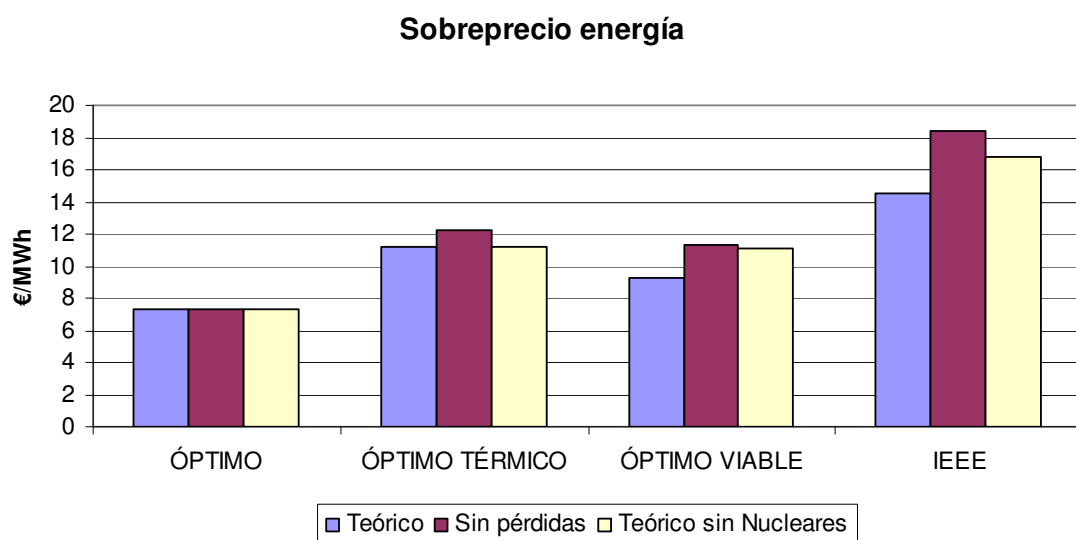


Figura 68. Sobreprecio de la energía con generación hidráulica.

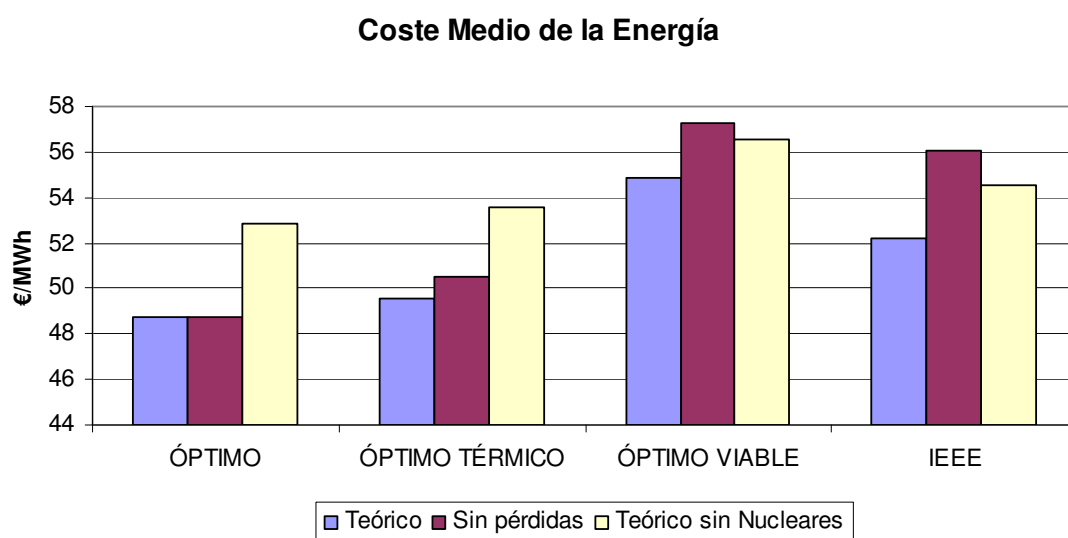


Figura 69. Coste medio de la energía con generación hidráulica.

De todos los casos estudiados, el que presenta un valor más bajo del coste medio de la energía es el óptimo. El resto de escenarios presentan unos valores superiores entre el 1,6% (óptimo térmico) y el 12,5% (óptimo viable). El caso del IEEE presenta un valor intermedio a los dos anteriores aumentando el coste medio un 7,1% con respecto al óptimo. Se observa que tiene más importancia sobre el coste total de la energía el precio medio de venta que el pago por capacidad y el consiguiente sobreprecio de la energía. El

óptimo viable presenta los valores más bajos de pago por capacidad (y de sobreprecio de la energía) por detrás del óptimo. Sin embargo, debido a obtener el precio medio de venta más alto, presenta el precio medio de la energía más alto.

En el caso de instaurar un pago por capacidad que no originase pérdidas en ningún generador, el coste medio de la energía se incrementaría con respecto al valor original entre un 2% y un 7,4% en los casos en los que originalmente algunos generadores presentan pérdidas.

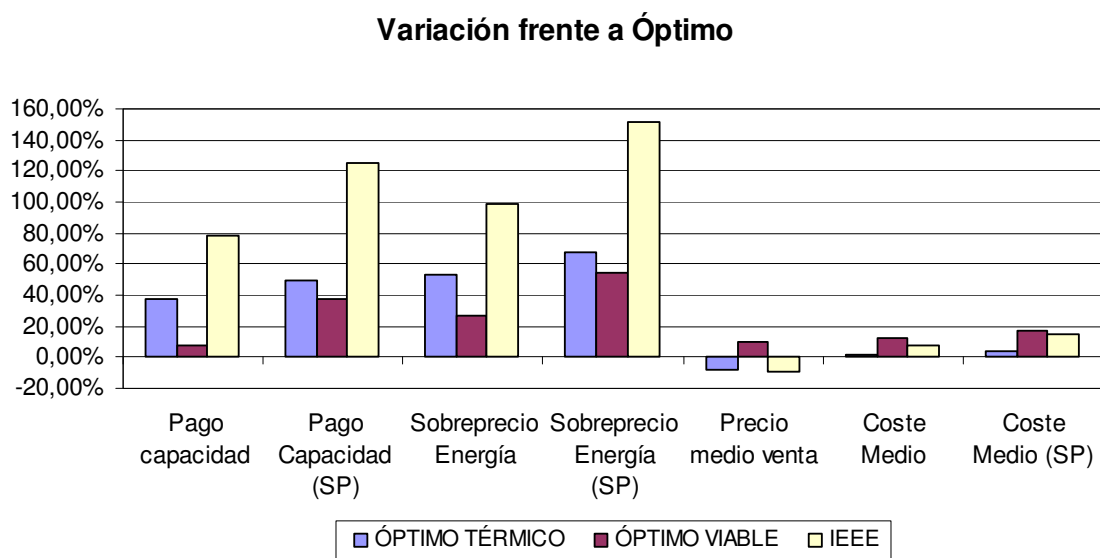


Figura 70. Variación de los costes de la energía frente al parque óptimo de los distintos escenarios con generación hidráulica.

De no considerar las centrales nucleares dentro del mix de generación, se produce un aumento del coste medio de la energía entre un 3,2% y un 8,4% con respecto al mismo caso empleando dicha tecnología. Los casos en los que el incremento del precio de la energía es inferior son en los cuales la presencia de centrales nucleares es menor.

4.5.3 Emisiones de CO₂.

El nivel de emisiones de dióxido de carbono está directamente relacionado con la generación nuclear de cada caso. Al ser una tecnología no emisora, su mayor o menor producción de energía evita la emisión de CO₂ con otras tecnologías. Por ese motivo, son los escenarios del IEEE y del óptimo viable los más emisores.

		ÓPTIMO	ÓPTIMO TÉRMICO	ÓPTIMO VIABLE	IEEE
Emisión CO ₂	ton CO ₂	4,61E+06	4,73E+06	1,66E+07	2,00E+07
Emisión CO ₂ sin Nuc	ton CO ₂	3,52E+07	3,53E+07	3,52E+07	3,57E+07

Tabla 24. Emisiones de CO₂ con generación hidráulica.

4.6 CASOS DE GENERACIÓN EÓLICA.

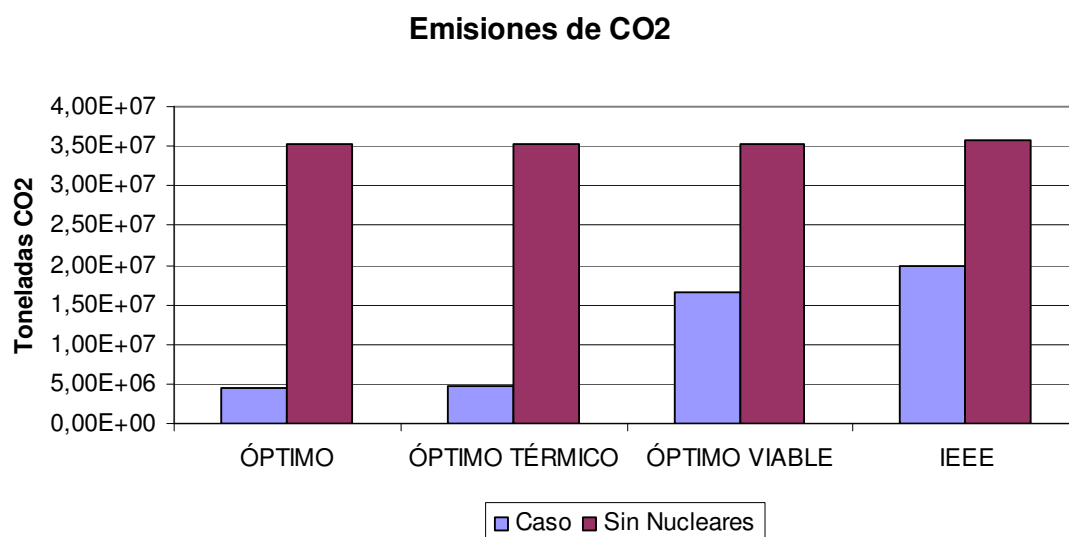


Figura 71. Nivel de emisiones de CO₂ con generación hidráulica.

4.5.4 Conclusiones.

Los niveles de beneficios y pérdidas aumentan según más se diferencie el parque de generación del óptimo.

Las tecnologías cuya potencia instalada sea inferior al óptimo no tienen por qué presentarán beneficios y las centrales con potencias superiores al óptimo no necesariamente han de presentar pérdidas. No se produce una autorregulación del sistema eléctrico fruto de los beneficios o pérdidas de cada tecnología.

El precio medio de venta de la energía es el factor que más influencia tiene sobre el precio final de la energía, siendo inferior la influencia del pago por capacidad.

4.6 Casos de generación eólica.

Se van a estudiar distintos escenarios teniendo en cuenta solamente los casos en los que exista generación hidráulica y eólica. Como se indicó en el apartado 3.4.2, la demanda eólica se obtuvo restando de la demanda total del sistema la generación hidráulica y la generación eólica. Se han empleado los costes indicados por el IEA. Se denomina “óptimo” el parque óptimo teórico teniendo en cuenta que una parte de la demanda se cubre con generación hidráulica y eólica. El “óptimo térmico” hace referencia al parque óptimo de generación teórico considerando que toda la demanda se cubre con centrales térmicas. A este parque se le añade la generación hidráulica y eólica para completar el caso analizado. El parque “óptimo viable” parte del parque de generación “óptimo” y se le añaden las condiciones para hacerlo viable tal y como se definió en el apartado 4.3: la disponibilidad del parque de generación es del 85% y la generación nuclear no cubre en ningún momento más del 90% de la demanda térmica.

CAPÍTULO 4: COSTES DEL SISTEMA. ANÁLISIS Y RESULTADOS

Por último, el caso “IEEE” hace referencia al parque de generación definido por el IEEE al que se le añade la generación hidráulica y eólica.

Caso	Parque de Generación	Disponibilidad	Potencia nuclear reducida	Hidráulica	Eólica
Óptimo	Óptimo hidráulico y eólico	100 %	No	Si	Si
Óptimo térmico	Óptimo térmico	100 %	No	Si	Si
Óptimo viable	Óptimo hidráulico y eólico	85 %	Si	Si	Si
IEEE	IEEE	100 %	No	Si	Si

Tabla 25. Resumen escenario “Casos con generación eólica”.

4.6.1 Parque de generación.

Como ya se ha ido comentando en los apartados anteriores, todos los óptimos teóricos (“óptimo” y “óptimo térmico”) presentan una distribución por tecnologías muy parecida. Aproximadamente el 40% del parque lo representan las centrales nucleares, alrededor del 15% la energía eólica, otro 15% aproximadamente las turbinas de gas, y el 30% restante se lo reparten de forma equitativa el resto de tecnologías.

			ÓPTIMO	ÓPTIMO TÉRMICO	ÓPTIMO VIABLE	IEEE
Nuclear	Potencia	MW	4137,2	4476,8	1964,1	2202,9
	Energía	MWh	3,46E+07	3,64E+07	1,72E+07	1,93E+07
	Factor de capacidad	%	95,359	92,89	85	1
	Beneficio	€	0,00E+00	-1,02E+08	3,33E+07	4,89E+07
	Margen	%	0	-6,7943	3,9643	5,7397
Carbón	Potencia	MW	878,18	984,49	3051,3	3508,1
	Energía	MWh	4,22E+06	3,72E+06	2,16E+07	2,14E+07
	Factor de capacidad	%	54,809	43,104	68,596	69,691
	Beneficio	€	0,00E+00	-8,67E+06	-4,11E+07	-9,10E+07
	Margen	%	0	-3,4144	-3,5713	-8,3955
Ciclo combinado	Potencia	MW	1046,4	1247,3	1046,4	2618,7
	Energía	MWh	2,51E+06	1,50E+06	2,51E+06	9,37E+05
	Factor de capacidad	%	27,434	13,699	23,319	4,0824
	Beneficio	€	0,00E+00	2,13E+07	5,79E+05	3,22E+07
	Margen	%	0	11,063	0,26096	11,532
Turbina de gas	Potencia	MW	1159,6	1841,4	1159,6	220,29
	Energía	MWh	3,60E+05	7,89E+03	3,60E+05	0,00E+00
	Factor de capacidad	%	3,5395	0,048912	3,0086	0
	Beneficio	€	0,00E+00	8,91E+07	7,30E+06	9,86E+06
	Margen	%	0	52,26	7,7382	50,496
Hidráulica	Potencia	MW	900	900	900	900
	Energía	MWh	1194700	1,19E+06	1,19E+06	1,19E+06
	Factor de capacidad	%	15,153	15,153	15,153	15,153
	Ingreso	€	7,52E+07	5,59E+07	7,52E+07	5,26E+07
Eólica	Potencia	MW	1668	1668	1668	1668
	Energía	MWh	3156100	3,16E+06	3,16E+06	3,16E+06
	Factor de capacidad	%	21,6	21,6	21,6	21,6
	Beneficio	€	-2,48E+08	-2,75E+08	-2,31E+08	-2,56E+08

Tabla 26. Parámetros por tecnología con generación hidráulica y eólica.

4.6 CASOS DE GENERACIÓN EÓLICA.

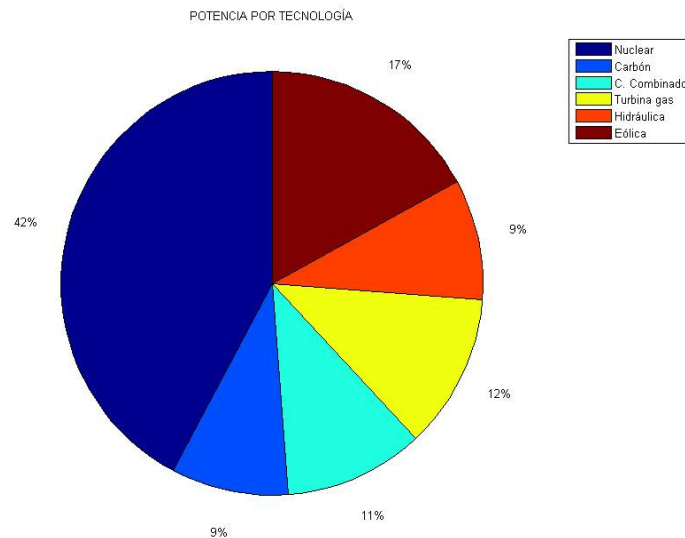


Figura 72. Parque óptimo hidráulico y eólico de generación.

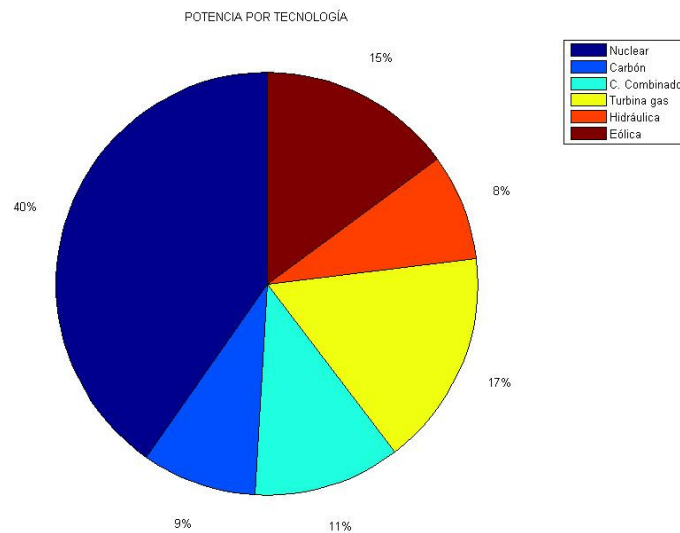


Figura 73. Parque óptimo térmico de generación.

Los otros dos casos presentan una estructura similar entre ellos. Aproximadamente el 30% de la potencia instalada corresponde a centrales de carbón, un 20 % a centrales nucleares, un 15% a aerogeneradores y el resto de tecnologías se reparten el 35% restante.

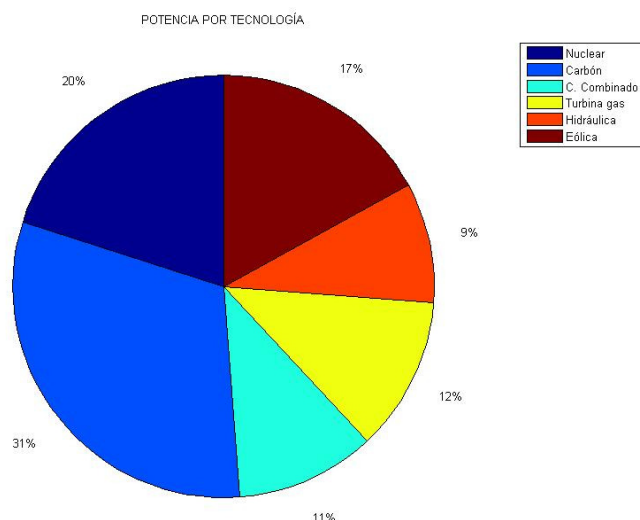


Figura 74. Parque óptimo hidráulico y eólico viable de generación.

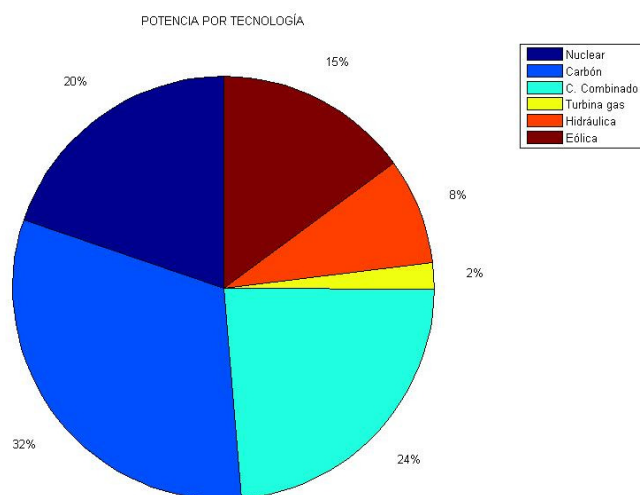


Figura 75. Parque de generación del IEEE con generación hidráulica y eólica.

La potencia total instalada en el óptimo es inferior a la del resto de los casos de estudio. La suma de las potencias térmicas, hidráulica y la máxima potencia instantánea eólica coincide con la demanda máxima, no existiendo reservas de generación en dicho punto. En el resto de casos hay más potencia instalada que la demanda máxima, por lo que existen reservas para hacer frente a variaciones en la demanda, en la generación eólica o a indisponibilidades de grupos. Hay que recordar, que los datos de potencia mostrados del óptimo hidráulico y eólico viable son sólo de la potencia disponible, la cual representa el 85% del total. En el óptimo térmico y en el caso del IEEE existen unas reservas de 1329 MW (15,5 %). En estos dos escenarios, las centrales térmicas son capaces de satisfacer toda la demanda en ausencia de generación hidráulica y eólica. El remanente de potencia en el óptimo viable es de 1004 MW (11,7%).

4.6 CASOS DE GENERACIÓN EÓLICA.

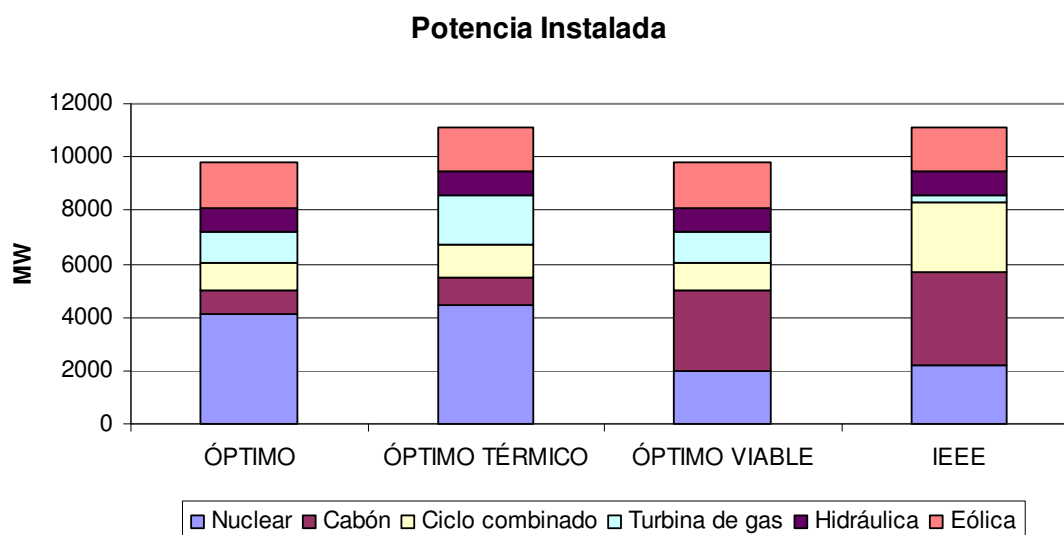


Figura 76. Potencia instalada con generación hidráulica y eólica.

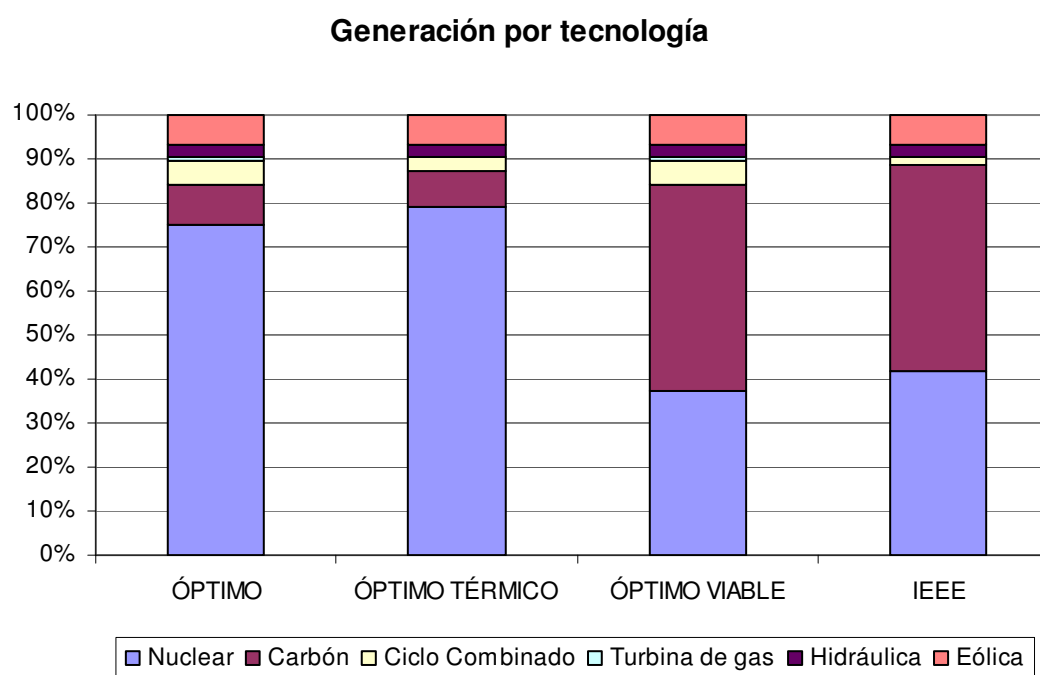


Figura 77. Generación realizada con generación hidráulica y eólica.

En los casos óptimos teóricos (“óptimo” y “óptimo térmico”), entre el 75% y el 80% de la energía es generada por centrales nucleares. En el caso óptimo viable, las centrales de carbón producen el 47% de la energía y las centrales nucleares el 37%. En el caso del IEEE las centrales de carbón generan el 46% y las nucleares el 42%. Esta estructura de la generación condiciona los resultados tanto económicos como de nivel de emisiones en los diferentes casos en estudio.

La energía de origen hidráulico representa el 2,6% y la eólica el 6,9% del total.

En el óptimo, el balance económico por tecnología es neutro. No hay ningún tipo de central con ganancias ni con pérdidas excepto la hidráulica y la eólica de las que se hablarán más adelante.

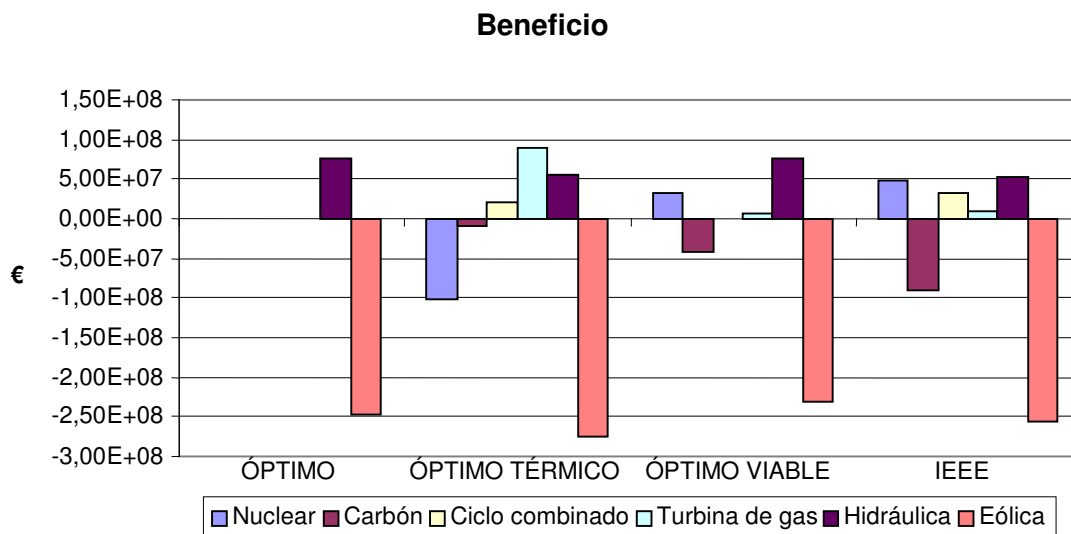


Figura 78. Beneficio por tecnología con generación hidráulica y eólica.

El escenario en el que el nivel de pérdidas (o beneficios) alcanzados ha sido inferior ha sido el óptimo viable. Mientras, el óptimo térmico, al añadir la generación hidráulica y eólica, es el que presenta un nivel de pérdidas mayor.

El valor representado en la gráfica de beneficio en la hidráulica es el ingreso ya que no se han tenido en cuenta los costes al ser estos muy variados y presentar un alto nivel de dispersión que impide tener un valor de referencia válido.

El escenario en el que la generación hidráulica obtiene unos mayores ingresos es el óptimo viable y el óptimo. En ambos casos el agua ha visto el mismo precio medio, al ver sólo precios de punta, que no el total de mercado ya que el óptimo viable presenta un coste medio de venta de la energía superior.

Analizando los márgenes y beneficios del resto de casos se dan situaciones distintas. Como se ha comentado, excepto en el óptimo, en el resto de casos todas las tecnologías presentan pérdidas y ganancias. Estas se anulan entre sí ya que el balance total del sistema es neutro por la propia definición del pago por capacidad. Es de destacar que en todos los escenarios las centrales de carbón presentan pérdidas, y los ciclos combinados y las turbinas de gas beneficios. Las centrales nucleares, dependiendo del caso, tienen ganancias o no cubren costes. Como se vio en el estudio comparativo de los casos con generación hidráulica, no se aprecia relación directa entre presentar beneficios/pérdidas con la necesidad de aumentar/disminuir la potencia instalada de una tecnología. Por ejemplo, los ciclos combinados tienen en todos los casos una potencia instalada igual o superior a la del óptimo hidráulico y eólico y, aun así, en todos presentan beneficios. Si el pago por capacidad es superior al coste fijo de una tecnología, dicha tecnología siempre presentará beneficios independientemente de la potencia instalada.

4.6 CASOS DE GENERACIÓN EÓLICA.

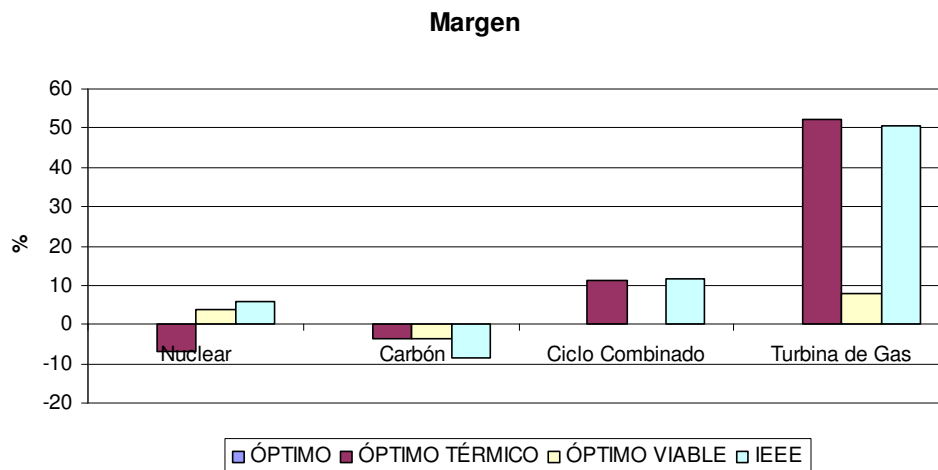


Figura 79. Margen de beneficio por tecnología con generación hidráulica y eólica.

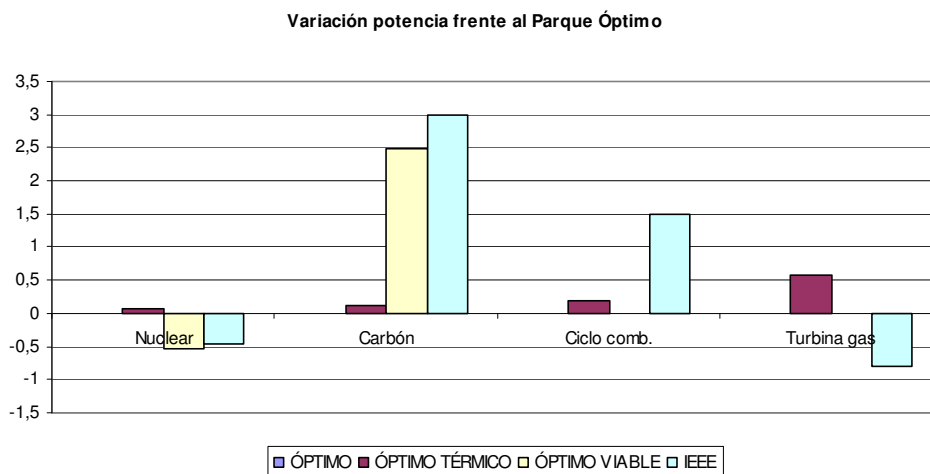


Figura 80. Variación de potencia frente al parque óptimo hidráulico y eólico de generación.

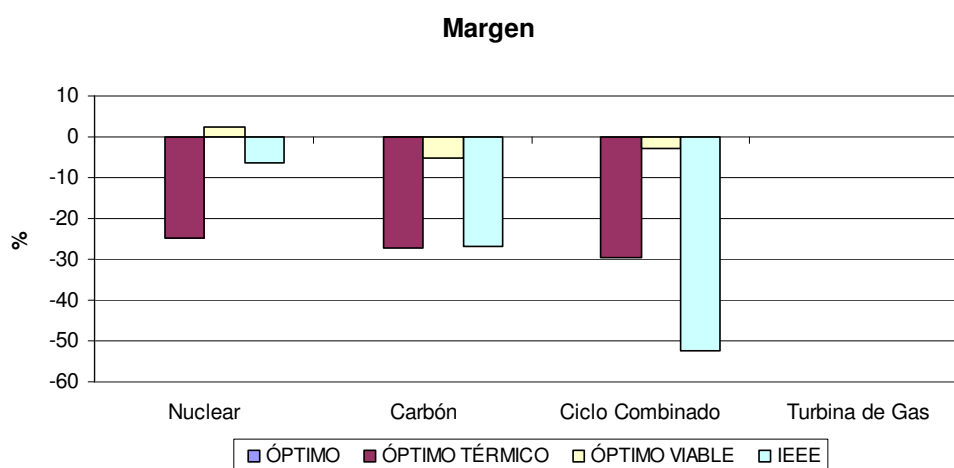


Figura 81. Margen de beneficio por tecnología con generación hidráulica y eólica, limitando el valor del pago por capacidad al coste fijo de las centrales de punta.

Podría llegar a pensarse que limitando el valor del pago por capacidad al coste fijo de las centrales de punta se podría conseguir que las leyes de mercado tratasen de equilibrar

el parque de generación. En la figura anterior se muestra el margen que obtendrían cada una de las tecnologías imponiendo un pago por capacidad igual al coste fijo de la central de punta. Tomando esta medida, no se recuperan todos los costes del sistema. Además, las turbinas de gas tienen siempre un balance neutro independientemente de su potencia instalada. Y por último, en los casos “Óptimo viable” y en el del “IEEE”, las centrales nucleares tienen una potencia instalada inferior a la del “Óptimo”. Sin embargo, en el “Óptimo viable” presenta beneficios y en el “IEEE” presenta pérdidas. Por lo tanto, el valor del pago por capacidad no es el único factor que influye en la presencia o no de beneficios en cada tecnología. También influye el mix de generación de cada caso, la proporción entre la potencia instalada de los distintos tipos de centrales. Una tecnología presentará beneficios si en las horas en las que no marca precio es capaz de recuperar la parte de los costes fijos que no cubre con el pago por capacidad. Esto depende de la potencia instalada (cuanto más baja, más fácil es de recuperar los costes), de las horas en las que no marca precio y de los costes variables de las tecnologías con costes superiores.

4.6.2 Precios de la energía.

La siguiente tabla refleja los costes del sistema de todos los casos con generación hidráulica y eólica analizados:

		ÓPTIMO	ÓPTIMO TÉRMICO	ÓPTIMO VIALE	IEEE
Pago Capacidad	€/MW	5,0104	10,535	5,6205	10,12
Pago Capacidad (SP)	€/MW	5,0104	13,129	6,9283	13,083
Sobrepeso Energía	€/MWh	6,8901	17,152	9,093	16,478
Sobrepeso Energía (SP)	€/MWh	6,8901	21,376	11,28	21,301
Precio medio Venta	€/MWh	41,569	32,031	45,654	35,690
Coste Medio	€/MWh	48,459	49,183	54,747	52,168
Coste Medio (SP)	€/MWh	48,459	53,406	56,876	56,991

Pagocapacidad sin Nuc	€/MW	5,0119	9,7029	6,423	11,537
Sobrepeso E sin Nuc	€/MWh	6,8921	15,798	10,391	18,784
Precio m. Venta sin Nuc	€/MWh	45,654	37,534	45,654	35,691
CosteMedio sin Nuc	€/MWh	52,546	53,332	56,045	54,475

(SP): Sin pérdidas

Tabla 27. Costes de la energía con generación hidráulica y eólica.

El pago por capacidad del óptimo hidráulico y eólico es el menor de todos los casos. Coincide con el coste fijo de las turbinas de gas. En el resto de casos, la cifra es superior, entre un 12% (óptimo viable) y un 110% (IEEE). Al ser el pago por capacidad igual o superior al coste fijo de las turbinas de gas, éstas presentan beneficios en todos los casos. Con la venta de la energía se recuperan los costes variables y con el pago por capacidad los fijos, quedando margen para conseguir beneficios.

Como ya se ha comentado, con éstos valores del pago por capacidad se compensarían los ingresos con los costes del total de sistema, pero no el de tecnología por tecnología, excepto en el óptimo en el que todas las tecnologías presentan un balance neutro. Para que ningún tipo de central tuviese pérdidas, habría que establecer un pago por capacidad mayor, entre un 23,2% y un 29,3%. Con este pago por capacidad sin

4.6 CASOS DE GENERACIÓN EÓLICA.

pérdidas, todas las tecnologías presentarían beneficios excepto las centrales de carbón que tendrían un saldo neutro.

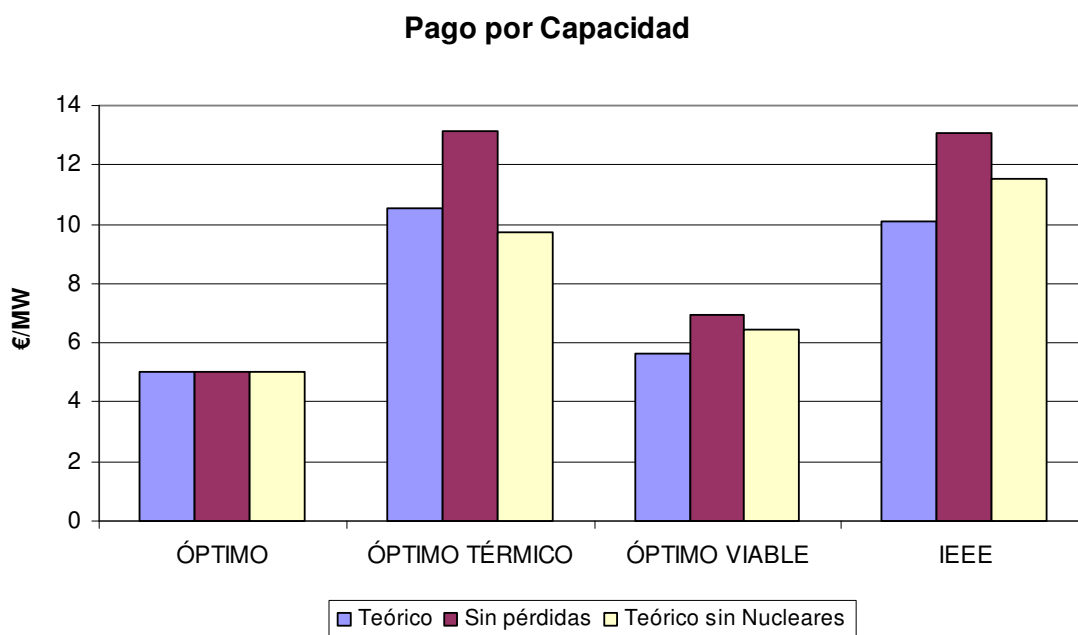


Figura 82. Pago por capacidad con generación hidráulica y eólica.

El sobreprecio de la energía presenta un comportamiento similar al comentado para el pago por capacidad, tal y como se muestra en la siguiente gráfica.

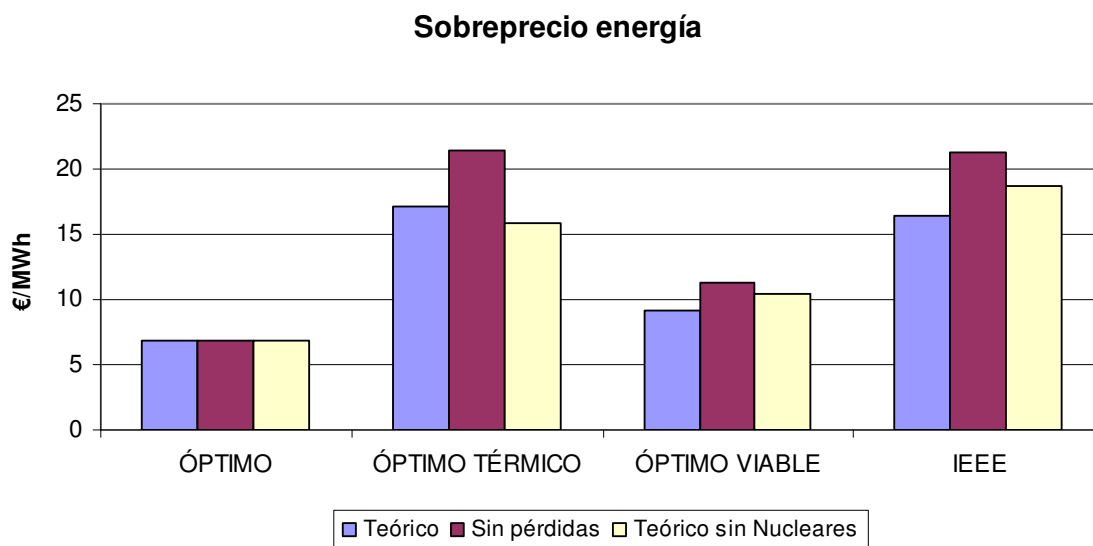


Figura 83. Sobreprecio de la energía con generación hidráulica y eólica.

De todos los casos estudiados, el que presenta un valor más bajo del coste medio de la energía es el óptimo teórico. El resto de escenarios presentan unos valores superiores entre el 1,5% (óptimo térmico) y el 13,0% (óptimo viable). El caso del IEEE presenta un valor intermedio a los dos anteriores aumentando el coste medio un 7,6% con respecto al óptimo hidráulico y eólico. Se observa que tiene más importancia sobre el coste total de la energía el precio medio de venta que el pago por capacidad y el consiguiente sobreprecio de la energía. El óptimo viable presenta los valores más bajos de pago por

CAPÍTULO 4: COSTES DEL SISTEMA. ANÁLISIS Y RESULTADOS

capacidad (y de sobreprecio de la energía) por detrás del óptimo. Sin embargo, debido a presentar el precio medio de venta más alto, obtiene el precio medio de la energía más alto.

En el caso de instaurar un pago por capacidad que no originase pérdidas en ningún generador, el coste medio de la energía se incrementaría con respecto al valor original entre un 3,9% y un 9,2%, excepto en el óptimo hidráulico y eólico que no varía.

De no considerar las centrales nucleares dentro del mix de generación, se produce un aumento del coste medio de la energía entre un 2,4% y un 7,6% con respecto al mismo caso empleando dicha tecnología. Los casos en los que el incremento del precio de la energía es inferior son en los cuales la presencia de centrales nucleares es menor.

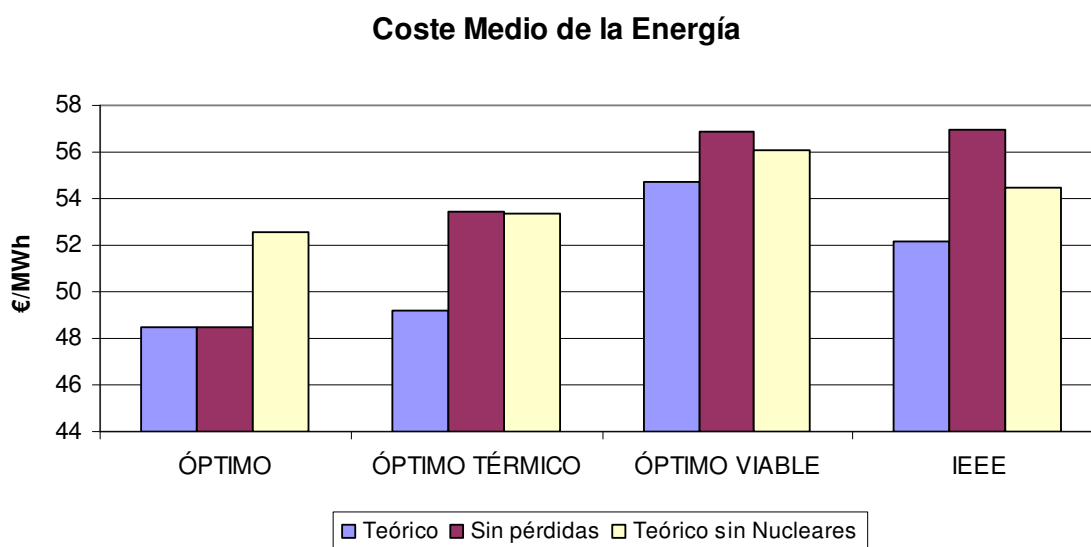


Figura 84. Coste medio de la energía con generación hidráulica y eólica.

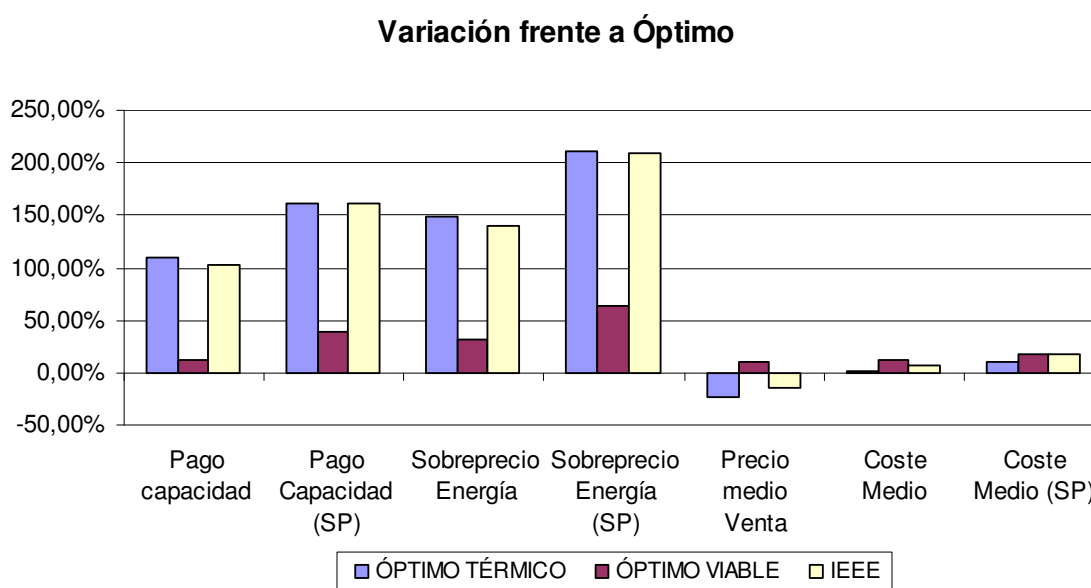


Figura 85. Variación de los costes de la energía frente al parque óptimo de los distintos escenarios con generación eólica.

4.6 CASOS DE GENERACIÓN EÓLICA.

4.6.3 Emisiones de CO₂.

El nivel de emisiones de dióxido de carbono está directamente relacionado con la generación nuclear de cada caso. Al ser una tecnología no emisora, su mayor o menor producción de energía evita la emisión de CO₂ con otras tecnologías. Por ese motivo, son los escenarios del IEEE y del óptimo hidráulico y eólico viable los más emisores.

Si no se emplease generación nuclear, las diferencias de nivel de emisiones entre todos los casos en estudio sería, como máximo, de un 2,5%, siendo el caso más emisor el del IEEE debido a su mayor proporción de generación mediante centrales de carbón, y menor proporción de ciclos combinados y nucleares.

		ÓPTIMO	ÓPTIMO TÉRMICO	ÓPTIMO VIABLE	IEEE
Emisión CO ₂	ton CO ₂	4,51E+06	3,56E+06	1,86E+07	1,78E+07
Emisión CO ₂ sin Nuc	ton CO ₂	3,27E+07	3,32E+07	3,27E+07	3,35E+07

Tabla 28. Emisiones de CO₂ con generación hidráulica y eólica.

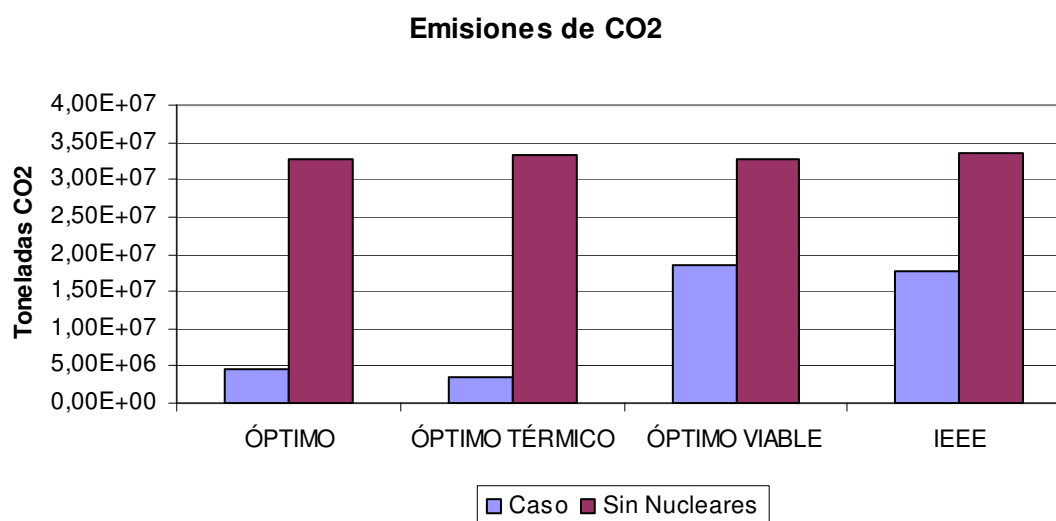


Figura 86. Nivel de emisiones de CO₂ con generación hidráulica y eólica.

4.6.4 Conclusiones.

Las tecnologías cuya potencia instalada sea inferior al óptimo no tienen por qué presentarán beneficios y las centrales con potencias superiores al óptimo no necesariamente han de presentar pérdidas. No se produce una autorregulación del sistema eléctrico fruto de los beneficios o pérdidas de cada tecnología.

El precio medio de venta de la energía es el factor que más influencia tiene sobre el precio final de la energía, siendo inferior la influencia del pago por capacidad.

Capítulo 5

Análisis de sensibilidad.

5.1 Variables en estudio.

El objetivo de este capítulo es comprobar la sensibilidad de los costes de la energía a la variación de diversos parámetros como la hidráulica, la potencia eólica instalada, el coste del combustible, el coste de las emisiones, el coste de la operación y mantenimiento o el coste de instalación de cada una de las tecnologías. Existen ciertas incertidumbres acerca de la evolución o el comportamiento de estos parámetros por lo que es de interés conocer la importancia relativa de cara al coste final de la energía. Para ello se ha modificado cada uno de los parámetros indicados en un $\pm 50\%$, manteniendo el resto constante; y se han calculado los costes para el parque de generación óptimo hidráulico y eólico y el indicado por el IEEE. A su vez se han recalculado los parques de generación óptimos para caso, comparándolos con el óptimo teórico.

5.1.1 Hidráulica.

Partiendo del caso base de generación, se han recalculado los factores de capacidad para producir un aumento/disminución de $\pm 50\%$ en la generación hidráulica. Estos factores de capacidad se han aplicado a la potencia instalada en el caso para obtener la energía generada de forma mensual:

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

Pot. Instalada: 300 MW

Mes	Días	Máx. Prod (MWh)	Factor capacidad			Producción (MWh)	
			Año referencia	Año seco	Año húmedo	Año seco	Año húmedo
Enero	31	223.200,00	21,90%	14,60%	32,85%	32.586,90	73.320,53
Febrero	28	201.600,00	32,70%	21,80%	49,05%	43.945,49	98.877,35
Marzo	31	223.200,00	20,74%	13,83%	31,11%	30.857,90	69.430,27
Abril	30	216.000,00	15,78%	10,52%	23,68%	22.729,18	51.140,66
Mayo	31	223.200,00	16,24%	10,83%	24,36%	24.170,02	54.382,54
Junio	30	216.000,00	9,84%	6,56%	14,76%	14.168,22	31.878,49
Julio	31	223.200,00	4,82%	3,21%	7,23%	7.168,16	16.128,35
Agosto	31	223.200,00	3,03%	2,02%	4,54%	4.502,61	10.130,88
Septiembre	30	216.000,00	3,03%	2,02%	4,54%	4.358,53	9.806,69
Octubre	31	223.200,00	5,22%	3,48%	7,83%	7.768,51	17.479,14
Noviembre	30	216.000,00	15,97%	10,65%	23,95%	22.993,34	51.735,01
Diciembre	31	223.200,00	33,75%	22,50%	50,63%	50.225,13	113.006,54
Promedio			15,25%	10,17%	22,88%		

Tabla 29. Factores de capacidad y producciones hidráulicas mensuales empleados en el análisis de sensibilidad.

Se han seguido las mismas consideraciones aplicadas en los apartados anteriores. Estas producciones se han colocado en las puntas de demanda, buscando siempre las horas de máximo beneficio. Se considera que en los periodos de funcionamiento toda la potencia hidráulica instalada está disponible.

En la siguiente figura se muestra por un lado la curva carga duración inicial mes a mes, además ese mismo valor descontada la generación eólica y por último la resultante después de restar la generación hidráulica de los tres casos: año de referencia, año seco y año húmedo.

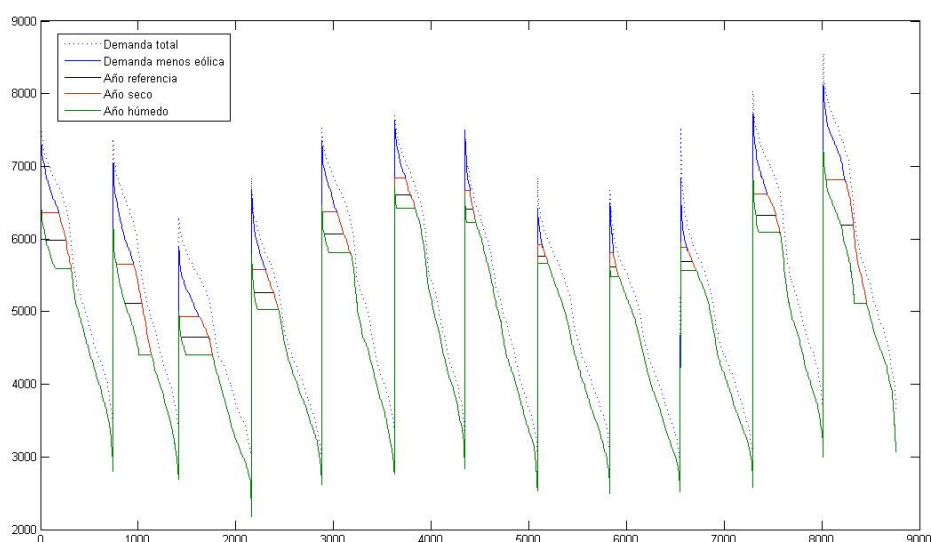


Figura 87. Comparativa curvas Carga-Duración mensuales con variación hidráulica.

Agregando todos estos datos de forma anual, se obtiene la siguiente curva Carga-Duración:

5.1 VARIABLES EN ESTUDIO.

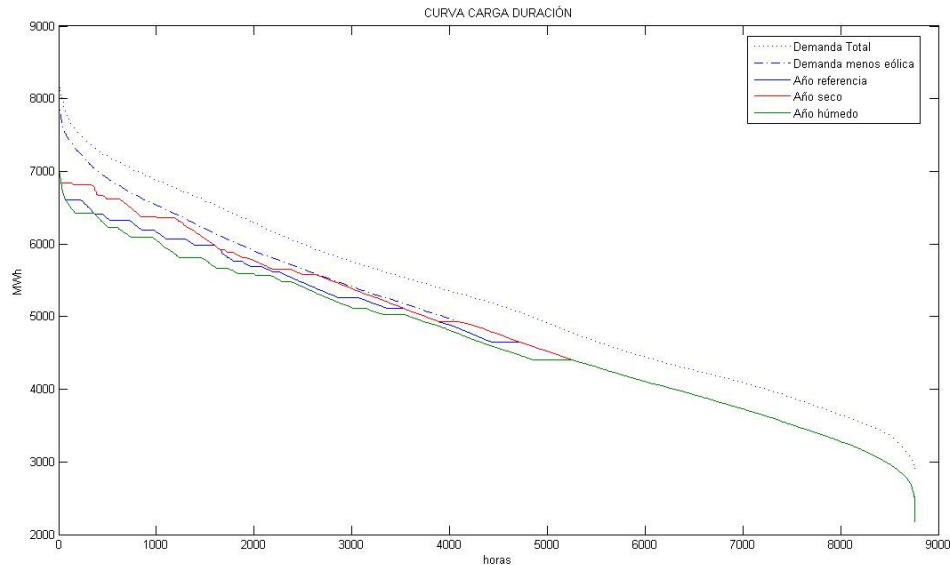


Figura 88. Comparativa curvas Carga-Duración anuales con variación hidráulica.

La demanda máxima a cubrir por centrales térmicas no varía entre un año seco y uno húmedo. En ese momento las centrales hidráulicas están generando a plena potencia, cuyo valor es igual para ambos casos. Lo que sí cambia es el perfil del resto de la curva carga-duración, por lo que se ve afectada tanto la generación por tecnologías como la distribución de precios de venta de la energía. Por lo tanto, entre un año húmedo y un año seco, teóricamente no varía la demanda máxima térmica a cubrir y sólo varía la demanda térmica total.

5.1.2 Eólica.

Para estudiar el efecto de la variación en la generación eólica se ha modificado la potencia instalada un $\pm 50\%$. Por lo tanto, como se partía de una potencia de 1668 MW, se estudiará el efecto de tener instalados 2.502 MW (20,9% de la potencia instalada) y 834 MW (8,1% de la potencia instalada). A diferencia con la generación hidráulica, se ha modificado la potencia instalada y no el factor de capacidad por un par de motivos. En primer lugar, la generación eólica está sufriendo en España un fuerte crecimiento en potencia instalada. De 11.521 MW instalados a finales de 2006 se ha pasado a 20.057 MW a finales de 2010 [REE 09-10] mientras que la potencia hidroeléctrica ha pasado en el mismo periodo de 17.499 MW a 17.561 MW. Por lo tanto la potencia instalada es actualmente un parámetro muy cambiante en España en generación eólica y poco cambiante en generación hidroeléctrica. En segundo lugar, el factor de capacidad eólico apenas varía de un año a otro, por lo que no es un parámetro significativo.

	2006	2007	2008	2009	2010
Factor de capacidad	0,227	0,212	0,225	0,225	0,247

Tabla 30. Factor de capacidad eólico en España entre los años 2006 y 2010. Datos de elaboración propia a partir de [REE 10].

Las curvas carga duración resultantes son las siguientes.

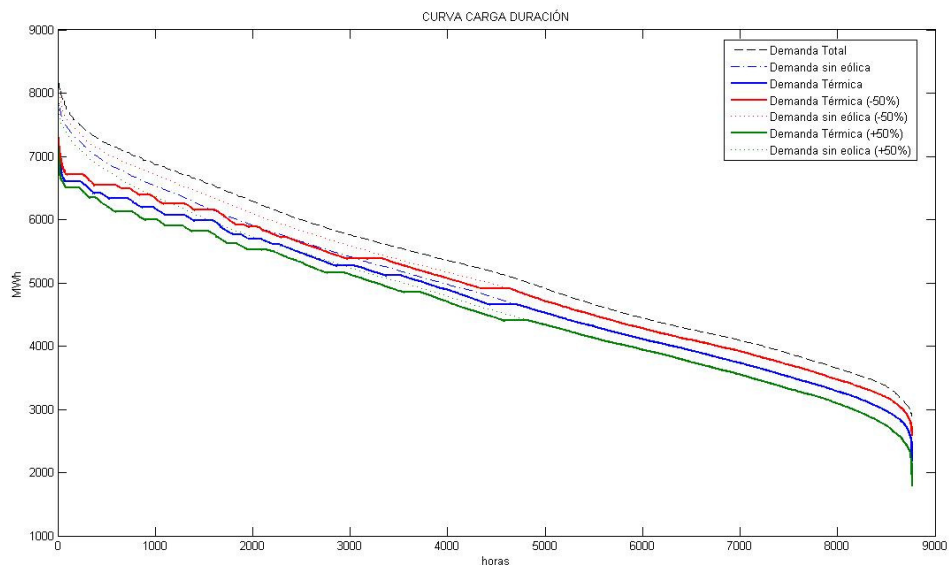


Figura 89. Comparativa curvas Carga-Duración anuales con variación eólica.

5.1.3 Coste del combustible.

A pesar que existen tres tipos de combustibles distintos en las centrales estudiadas (uranio, carbón y gas natural), se ha estudiado una variación porcentual de todos por igual de $\pm 50\%$. Los mercados de los combustibles suelen presentar una fuerte interrelación por diversas razones:

Un aumento de la demanda energética produce un aumento de demanda de los combustibles implicados.

Un aumento de precios de un combustible ocasiona un aumento de demanda de otros combustibles sustitutivos por lo que estos, a su vez, aumentan su coste.

La siguiente tabla refleja el valor de los costes de combustible empleados en cada caso.

	Coste Combustible (€/MWh)		
	Precio referencia	+ 50 %	- 50 %
Nuclear	6,62	9,93	3,31
Carbón	17,77	26,65	8,88
Ciclo combinado	43,85	65,77	21,92
Turbina de Gas	66,06	99,09	33,03

Tabla 31. Costes de combustible empleados en el análisis de sensibilidad.

Con la variación de los precios de los combustibles, las rectas de costes quedarían de la siguiente forma.

5.1 VARIABLES EN ESTUDIO.

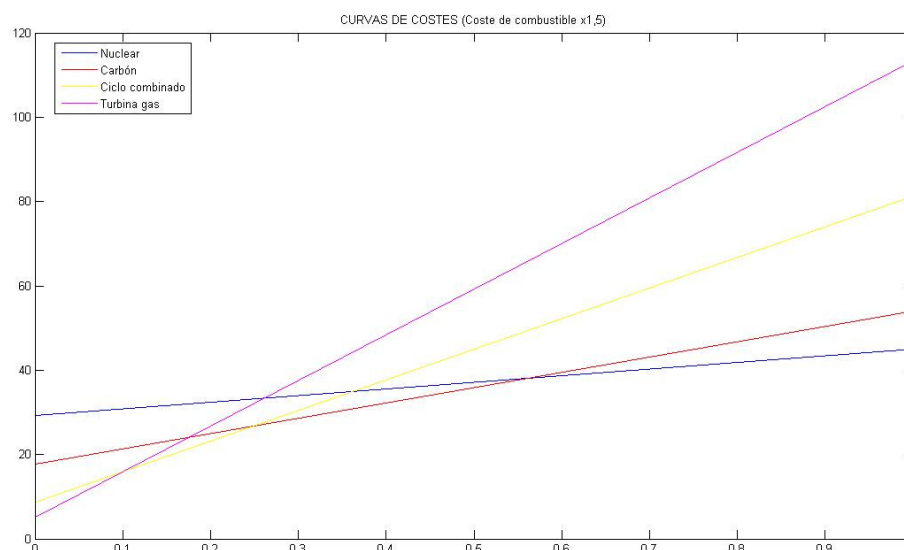


Figura 90. Curvas de costes del sistema con un coste del combustible un 50% superior.

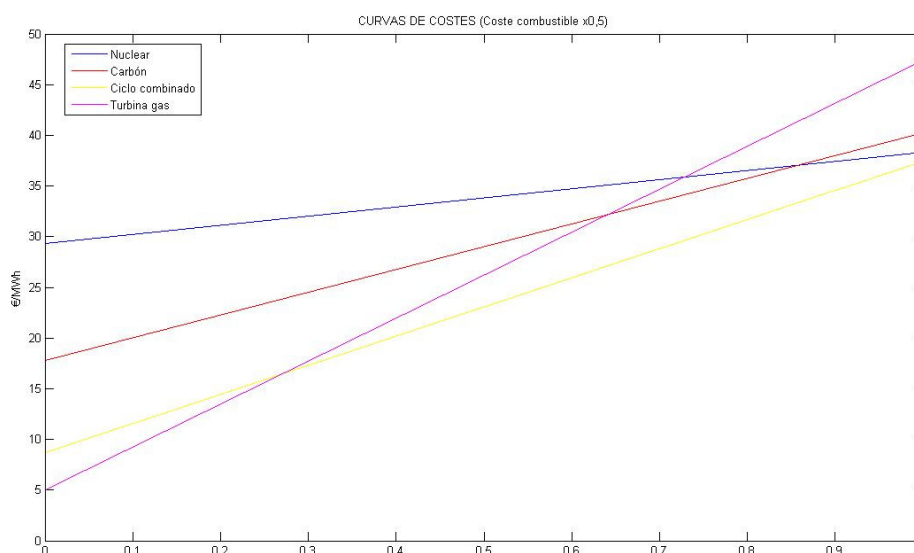


Figura 91. Curvas de costes del sistema con un coste del combustible un 50% inferior.

El abaratamiento del combustible en un 50 % ocasiona que las tecnologías que tuviesen dichos costes más altos, al reducirse el valor del coste variable, aumentan su competitividad en el mercado llegando a echar del mismo a otras tecnologías. En este hipotético caso, las centrales nucleares y de carbón no tendrían cabida desde el punto de vista económico.

Un encarecimiento del combustible ocasiona el resultado contrario, es decir, las tecnologías con costes de combustible más altos pierden competitividad frente al resto.

5.1.4 Coste de las emisiones.

Para el análisis de sensibilidad, se ha modificado el precio de las emisiones. En los apartados anteriores se había empleado para todos los cálculos y simulaciones un precio de 14 €/tonelada de CO₂. Para este análisis también se considerará un coste de 21€/ton CO₂ y 7 €/ton CO₂. Con ello se obtienen los siguientes costes de emisión por MWh generado:

	Coste de Emisión (€/MWh)		
	14 €/ton CO ₂	21 €/ton CO ₂	7 €/ton CO ₂
Nuclear	0	0	0
Carbón	11,40	17,10	5,70
Ciclo combinado	4,93	7,39	2,46
Turbina de Gas	7,43	11,14	3,71

Tabla 32. Costes de emisiones por tecnología empleados en el análisis de sensibilidad.

5.1.5 Coste de instalación.

Se quiere comprobar los efectos de la variación de los costes de instalación de cada una de las tecnologías empleadas en el estudio en los costes de la energía. Una apuesta fuerte por algún tipo de tecnología concreto puede ocasionar un abaratamiento de la misma por economías de escala y por una optimización de los procesos de fabricación y montaje. A su vez, puede llegar a darse el caso que ante una demanda fuerte de una tecnología concreta, puedan incrementarse los costes por la ley de la oferta y la demanda.

Para ello se ha modificado un $\pm 50\%$ el coste de instalación de cada una de las tecnologías de forma independiente. Los costes de instalación resultantes y su valor anualizado son los siguientes:

	Coste Instalación (€/kW)			Coste instalación anualizado (€/MWh)		
	Coste ref.	+ 50 %	- 50 %	Coste ref.	+ 50 %	- 50 %
Nuclear	3.903,89	5.855,83	1.951,94	23,54	35,31	11,77
Carbón	2.042,62	3.063,93	1.021,31	13,59	20,38	6,79
Ciclo combinado	923,10	1.384,64	461,55	6,85	10,28	3,43
Turbina de gas	415,71	623,57	207,86	3,09	4,63	1,54
Eólica	1.917,94	2.876,90	958,97	14,24	21,36	7,12

Tabla 33. Costes de instalación por tecnología empleados en el análisis de sensibilidad.

Hay que recordar que el periodo de amortización empleado para calcular el coste de instalación anualizado varía entre una tecnología y otra. Por norma general es de 30 años, excepto en las centrales de carbón que es de 40 años y en las centrales nucleares que es de 60 años.

La tasa de descuento empleada en todos los casos es de un 5%.

5.2 SENSIBILIDAD DE LOS COSTES DEL SISTEMA.

Con estos cambios se modifican las curvas de costes de las distintas tecnologías y por lo tanto el parque óptimo de generación.

5.2 Sensibilidad de los costes del sistema.

En las siguientes gráficas se muestran los resultados tanto para el parque de generación óptimo obtenido en el capítulo anterior como para el parque de generación del IEEE. El eje vertical indica el valor del caso de referencia y las barras horizontales indican el porcentaje de aumento o disminución del parámetro estudiado.

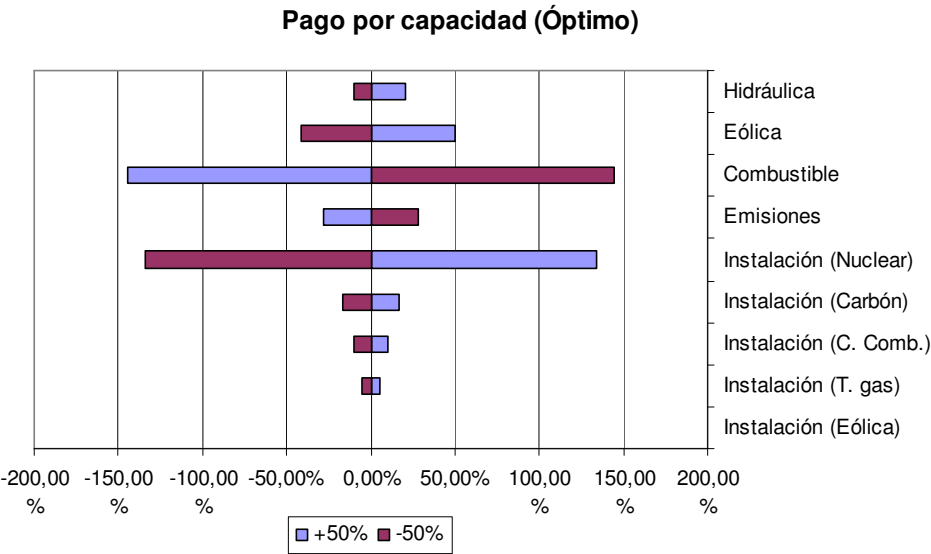


Figura 92. Sensibilidad del pago por capacidad en el parque de generación óptimo.

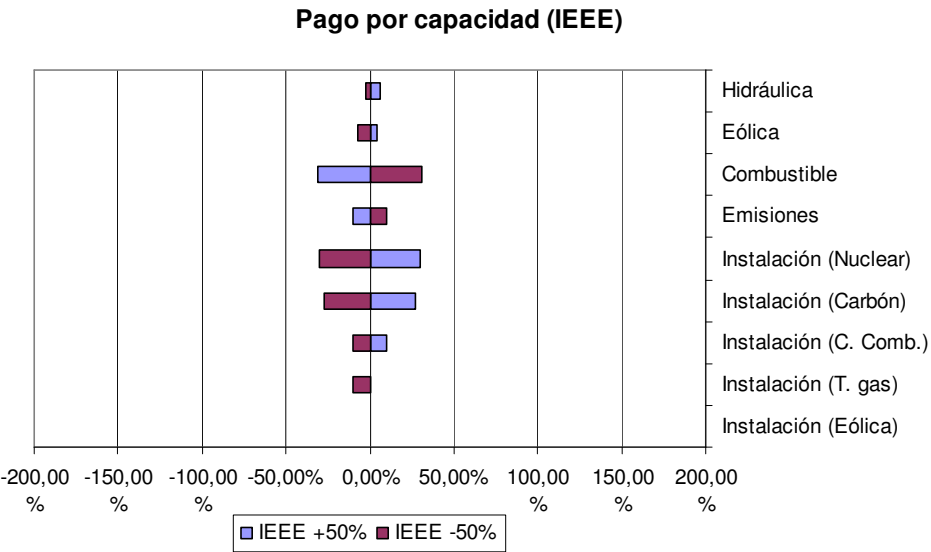


Figura 93. Sensibilidad del pago por capacidad en el parque de generación del IEEE.

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

El pago por capacidad es fuertemente dependiente del coste del combustible y del coste de instalación, principalmente de las centrales nucleares. Si combustible disminuye su precio, el pago por capacidad se incrementa para compensar la reducción de ingresos por venta de energía con los que sufragar los costes fijos.

Ante el aumento de los costes de instalación, el pago por capacidad se incrementa para que el saldo económico del sistema sea neutro. El coste de instalación de las centrales nucleares influye en mayor medida en el parque óptimo de generación al ser la tecnología predominante. Aún así, en el parque de generación del IEEE el efecto de las variaciones del coste de instalación nuclear superior al del resto de tecnologías.

El pago por capacidad aumenta al aumentar la generación hidráulica y eólica, y disminuye al aumentar el coste del combustible y de las emisiones. Las variaciones de eólica y de generación hidráulica son los factores que menos afectan al pago por capacidad de todos los estudiados.

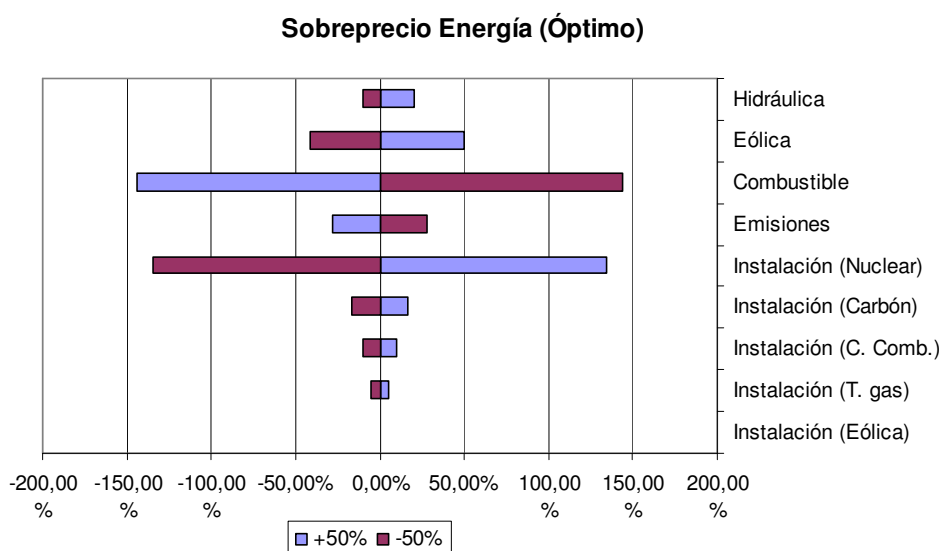


Figura 94. Sensibilidad del sobreprecio de la energía en el parque de generación óptimo.

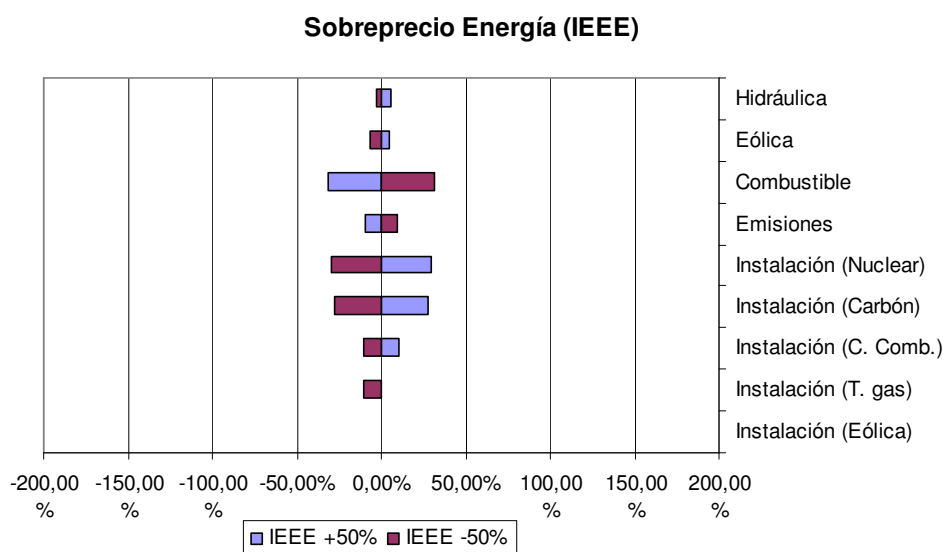


Figura 95. Sensibilidad del sobreprecio de la energía en el parque de generación del IEEE.

5.2 SENSIBILIDAD DE LOS COSTES DEL SISTEMA.

Las variaciones de los costes afectan de forma simétrica al pago por capacidad. Es decir, si debido al aumento de un coste, el pago por capacidad disminuye un tanto por ciento, al disminuir en la misma proporción dicho coste, el pago por capacidad aumentará en la misma proporción en la disminuyó anteriormente. Esto no sucede con las variaciones de generación hidráulica y eólica.

El pago por capacidad es más sensible en el parque óptimo de generación que en el parque definido por el IEEE.

Los resultados obtenidos para el sobreprecio de la energía son muy similares a los comentados previamente para el pago por capacidad, volviendo a ser las variaciones del coste del combustible las que más afectan a este parámetro.

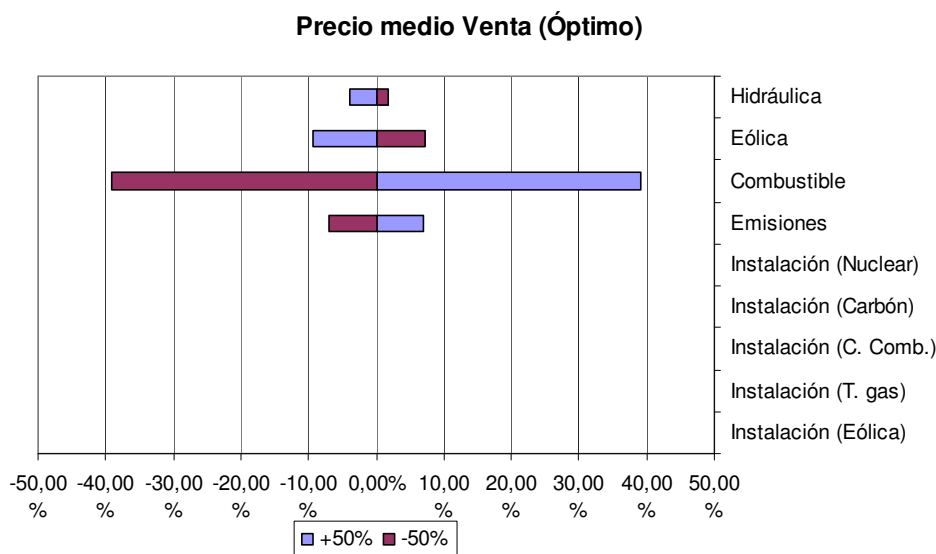


Figura 96. Sensibilidad del precio medio de venta de la energía en el parque de generación óptimo.

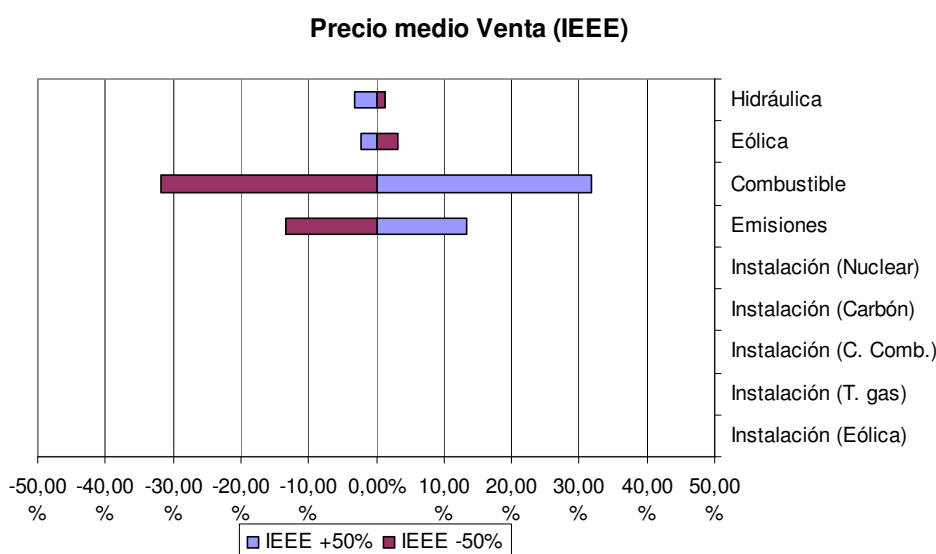


Figura 97. Sensibilidad del precio medio de venta de la energía en el parque de generación del IEEE.

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

Al analizar la sensibilidad del precio medio de venta de la energía, se observa un comportamiento inverso al del pago por capacidad. El precio medio de venta disminuye al aumentar la generación hidráulica y eólica, y aumenta al aumentar el coste del combustible y de las emisiones.

El factor que más afecta al precio medio de venta es el coste del combustible. Los factores que menos influyen son los costes de instalación de cada una de las tecnologías. De hecho no alteran el precio de venta de la energía ya que éste depende del coste variable de las centrales. Las variaciones en la generación hidráulica y eólica son inferiores al 10%, siendo más sensibles con las variaciones al alza de la potencia que con las variaciones a la baja.

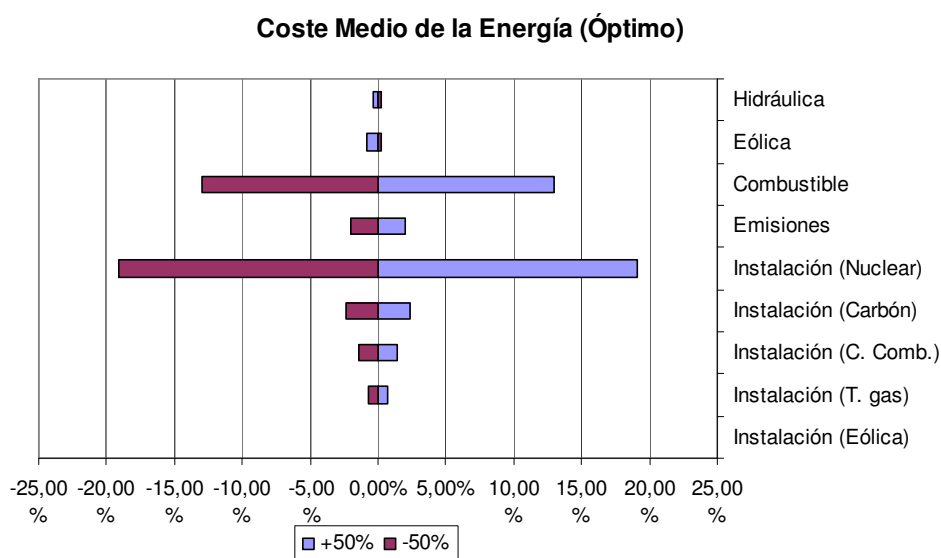


Figura 98. Sensibilidad del coste medio de la energía en el parque de generación óptimo.

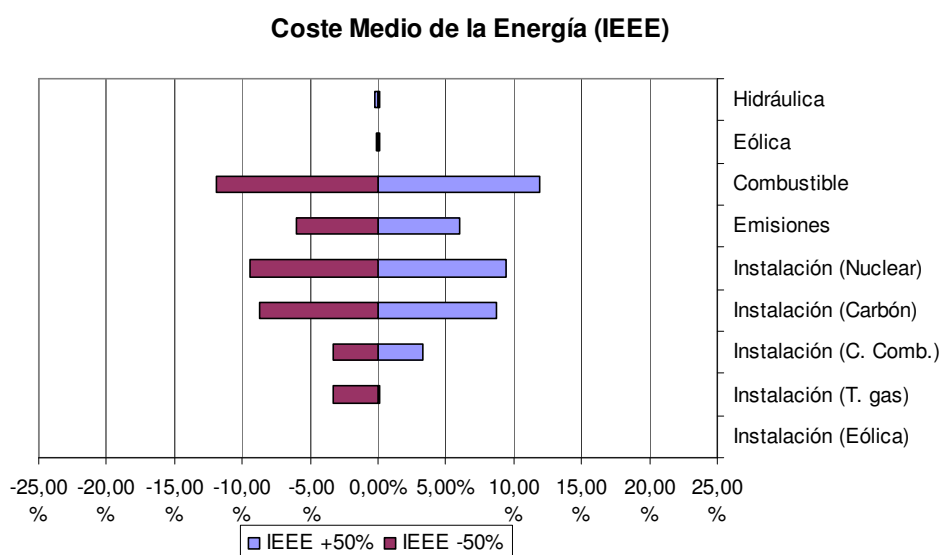


Figura 99. Sensibilidad del coste medio de la energía en el parque de generación del IEEE.

Con respecto al coste medio de la energía se vuelve a repetir la circunstancia de que los parámetros que más afectan son las variaciones del coste de combustible y de los costes de instalación de las centrales nucleares. Una variación de $\pm 50\%$ del coste del

5.2 SENSIBILIDAD DE LOS COSTES DEL SISTEMA.

combustible origina una variación entre el 12% y el 13% del coste medio de la energía. Ante una misma variación del coste de instalación de las centrales nucleares, el coste medio de la energía varía entre un 9,5% y un 14,1% y un dependiendo del parque de generación empleado. Se observa que el coste medio de la energía es menos sensible a los cambios que el resto de parámetros estudiados.

El incremento en la generación hidráulica y eólica ocasiona una leve disminución del coste medio de la energía. En los casos estudiados esta disminución es siempre inferior al 1%, pero en todos los casos es más sensible a los incrementos que a las disminuciones de la generación.

Las únicas variables que afectan al nivel de emisiones son la hidráulica y la eólica ya que el resto de parámetros sólo afecta a los costes del sistema y no a la distribución de la generación.

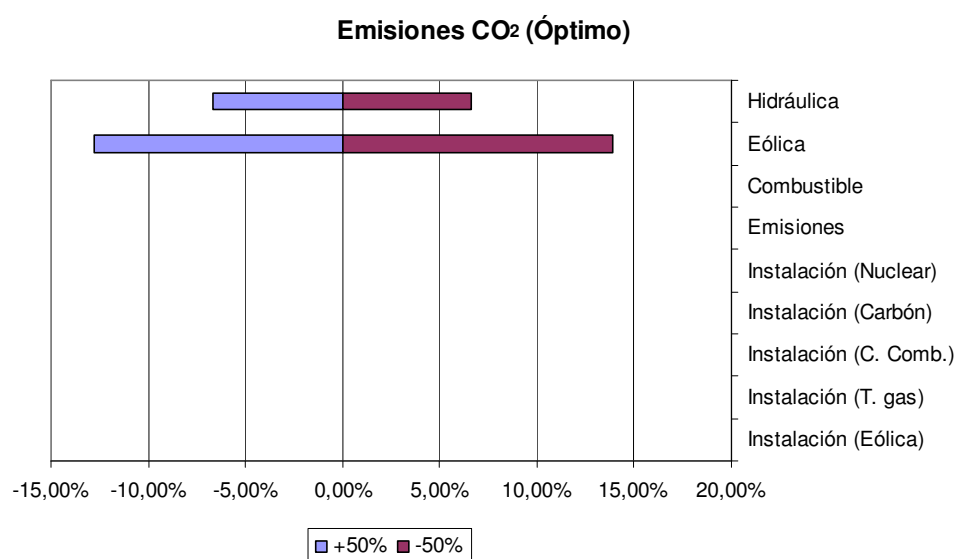


Figura 100. Sensibilidad del nivel de emisiones de CO₂ en el parque de generación óptimo.

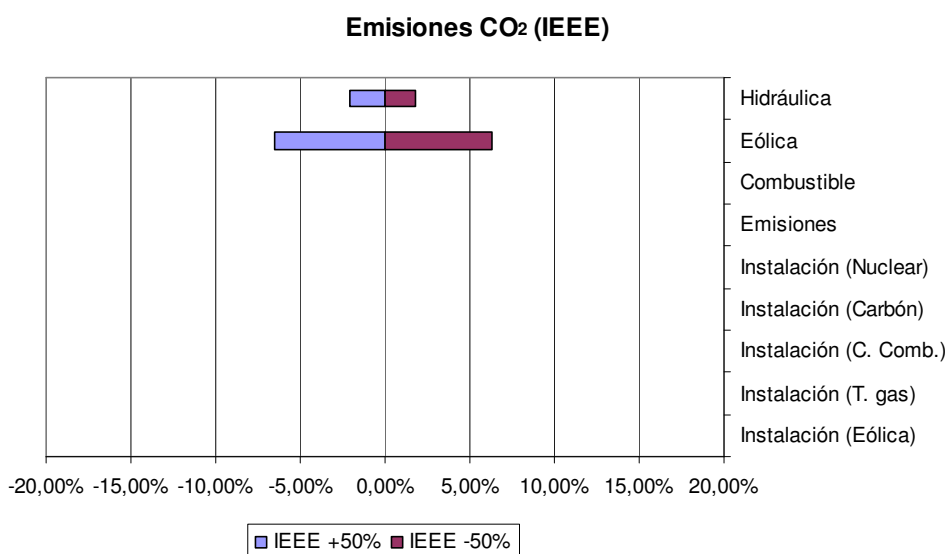


Figura 101. Sensibilidad del nivel de emisiones de CO₂ en el parque de generación del IEEE.

Los aumentos de producción hidráulica y eólica ocasionan una disminución del nivel de emisiones. Es más sensible a las variaciones de la eólica que de la hidráulica por dos razones. En primer lugar, en los casos en estudio hay una mayor generación eólica que hidráulica por lo que cualquier variación porcentual de la misma, será mayor en la eólica que en la hidráulica. En segundo lugar, las variaciones en la producción hidráulica ocasionan reducción de generación en los ciclos combinados y en las turbinas de gas. Mientras que las variaciones de producción eólica afecta a todos los generadores, incluidas las centrales de carbón las cuales emiten más del doble de CO₂ por megavatio producido que el resto.

5.2.1 Conclusiones.

Las variaciones de potencia eólica y de generación hidráulica son de los factores que menos afectan a las variables de estudio (excepto al nivel de emisiones de CO₂). Además, el incremento en la generación hidráulica y eólica ocasiona una leve disminución del coste medio de la energía.

Todos los parámetros estudiados son fuertemente dependientes del coste del combustible, y del coste de instalación de las centrales nucleares, presentando una baja dependencia del nivel de penetración de energías intermitentes.

Se presenta una mayor sensibilidad de todos los parámetros en el parque óptimo de generación que en el parque definido por el IEEE.

Las variaciones de los costes afectan de forma simétrica a todos los parámetros estudiados. La sensibilidad con respecto a los costes es idéntica tanto al alza como a la baja. No es así al variar la generación hidráulica y eólica, cuyos aumentos de producción presentan una mayor influencia en las variables de estudio que las disminuciones de generación.

5.3 Sensibilidad de los parques óptimos de generación.

En el presente apartado se estudiarán los efectos sobre los parques óptimos de generación que se obtendrían al modificar los parámetros de análisis un $\pm 50\%$ tal y como se realizó en el capítulo anterior. Los resultados obtenidos se comparan con los obtenidos con el parque óptimo de generación sin modificar ningún parámetro. A su vez se muestra los efectos sobre el precio de la energía de las modificaciones de los parques óptimos.

Las siguientes gráficas muestran los efectos sobre cada una de las tecnologías al variar cada uno de los parámetros. El eje vertical indica el valor del caso de referencia y las barras horizontales indican el porcentaje de aumento o disminución del parámetro estudiado.

5.3 SENSIBILIDAD DE LOS PARQUES ÓPTIMOS DE GENERACIÓN.

Las tecnologías más afectadas por las variaciones de producción hidráulica son los ciclos combinados y las turbinas de gas pero de forma muy distinta. Un aumento de la producción hidráulica ocasiona un apuntamiento en la curva carga duración en la zona de máxima demanda. Por ese motivo se produce un aumento de la potencia (+21,2%) y la energía generada (+43,6%) por las turbinas de gas en detrimento de los ciclos combinados (-15,6% y -11,9% respectivamente). Es llamativo el hecho de que la disminución de la generación hidráulica ocasiona a su vez un aumento de la generación de las turbinas de gas (+19,4%), a pesar de la disminución de la potencia instalada (-15,5%). Se debe a que la disminución de la energía hidroeléctrica producida es absorbida en gran medida por las mencionadas turbinas.

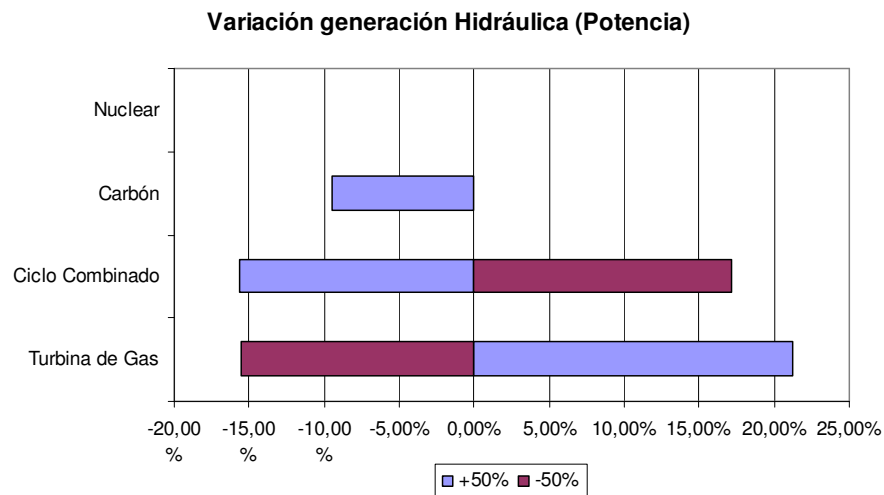


Figura 102. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar la generación hidráulica.

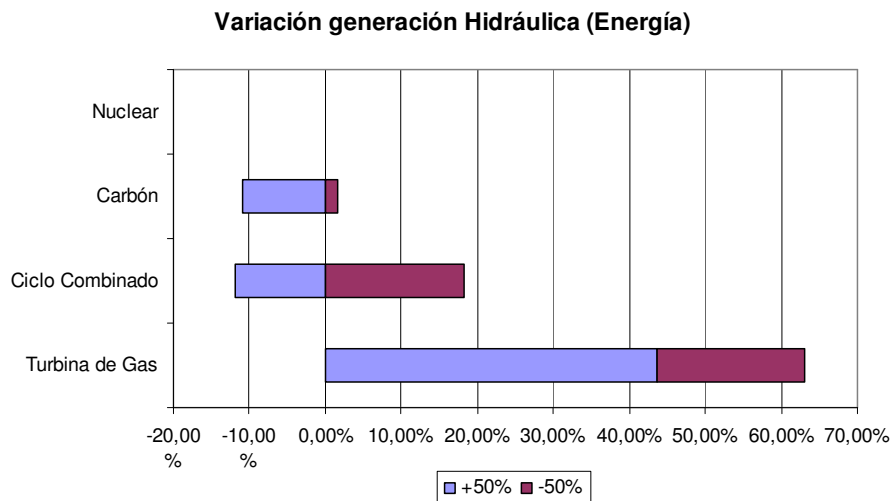


Figura 103. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar la generación hidráulica.

Las centrales de carbón notan en mayor medida los aumentos de generación hidráulica que las disminuciones. Estas últimas no afectan a la potencia instalada pero si ocasiona un ligero aumento de la producción (+1,6%). En cambio, el aumento de la generación hidroeléctrica ocasiona una disminución de la potencia instalada (-9,5%) y de generación (-10,8%) de centrales de carbón.

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

En las circunstancias analizadas, las variaciones de producción hidráulica no afectan ni a la potencia ni a la generación de las centrales nucleares. Como ya se ha comentado anteriormente, la generación hidráulica se produce en puntas por lo que, en principio, no debe afectar a las centrales que funcionan en base. Sin embargo, si aumenta la producción hidroeléctrica, como la potencia es limitada, es necesario aumentar las horas de funcionamiento ya que no se puede concentrar la generación en los momentos de máxima demanda, y por lo tanto pueden terminar afectando a las centrales de carbón y nucleares.

Las variaciones en la producción eólica afectan principalmente a las turbinas de gas y a las centrales nucleares. Ante aumentos de la generación eólica, las turbinas de gas aumentan la potencia instalada un 9,1% y la generación un 14,1% debido al apuntamiento que se produce en la curva carga duración en la zona de máxima demanda. En cambio, las centrales nucleares ven disminuida su potencia instalada en un 4,0% y su producción en un 4,4%. Ante la disminución de la generación eólica, los resultados son similares. Se produce una disminución de la potencia y la energía generada por las turbinas de gas y un aumento de los mismos parámetros de las centrales nucleares.

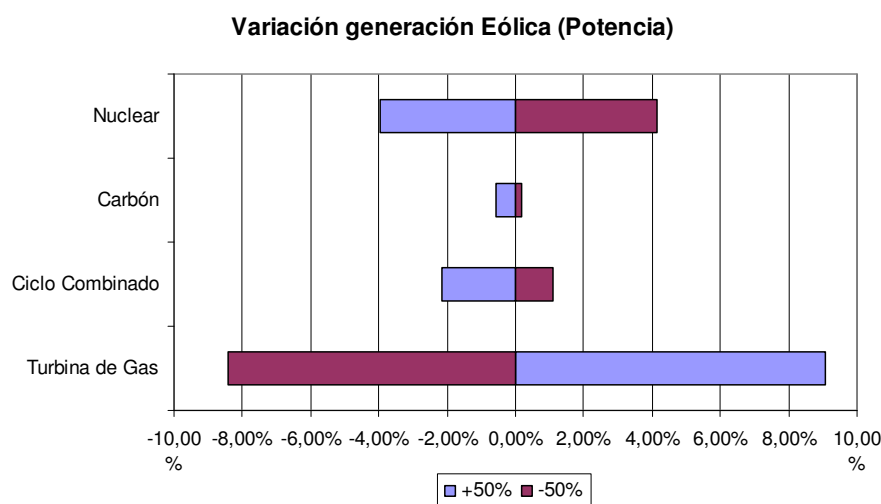


Figura 104. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar la generación eólica.

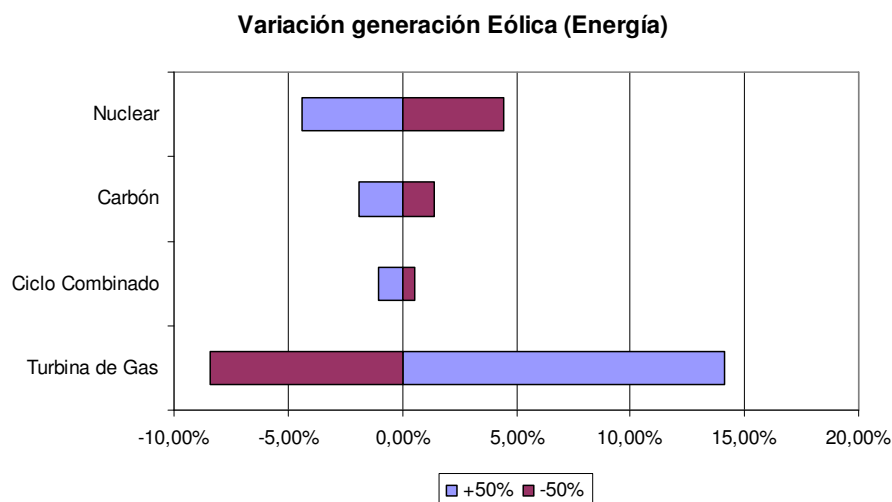


Figura 105. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar la generación eólica.

5.3 SENSIBILIDAD DE LOS PARQUES ÓPTIMOS DE GENERACIÓN.

Esta pauta de comportamiento coincide con la necesidad operativa real de disponer de una generación convencional más flexible ante el aumento de la generación eólica.

Las variaciones de la producción eólica afectan en menor medida al resto de tecnologías (centrales de carbón y ciclos combinados). Además, se ven más afectadas por los incrementos de la generación eólica que por las disminuciones de la misma.

Las variaciones del coste del combustible afectan de forma muy importante a todas las tecnologías y, en mayor medida, a los ciclos combinados y a las turbinas de gas. En estos tipos de centrales, el combustible representa su principal coste por lo que cualquier variación de este parámetro las afecta de forma significativa.

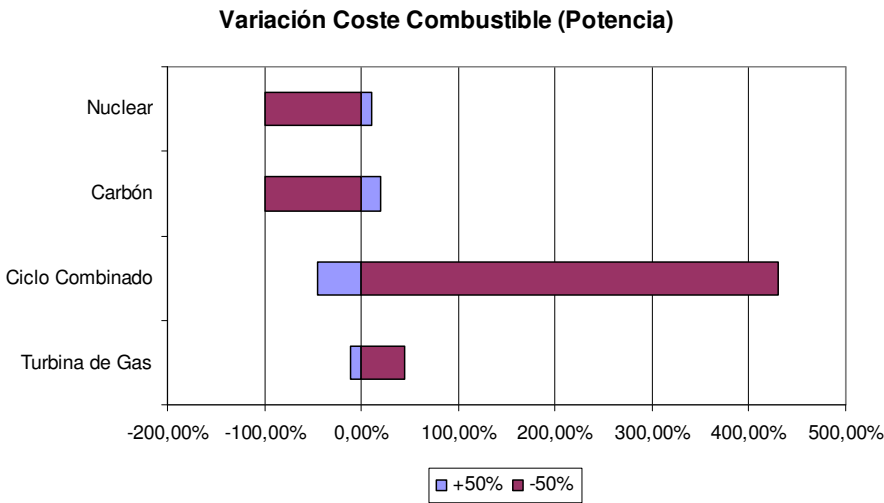


Figura 106. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste del combustible.

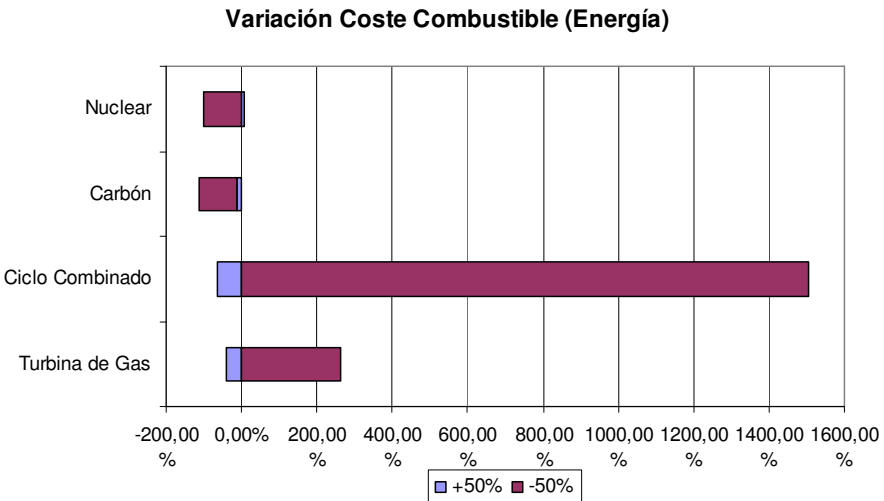


Figura 107. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste del combustible.

El mayor efecto se da con la disminución del coste del combustible un 50%. En ese caso los ciclos combinados y las turbinas de gas presentan unos costes inferiores a las

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

centrales nucleares y a las centrales de carbón. Por ese motivo estas últimas salen del mix de generación, incrementando principalmente los ciclos combinados, y secundariamente las turbinas de gas, la potencia instalada y la generación.

Un aumento del coste del combustible afecta en menor medida que la disminución del mismo. Ocasiona un aumento de la potencia instalada de las centrales nucleares (+10,4%) y de las centrales de carbón (+19,8%) y una disminución de la potencia de los ciclos combinados (-45,2%) y de las turbinas de gas (-11,3%). Con respecto a las variaciones en la energía generada, los resultados son similares excepto en las centrales de carbón, que ve disminuida la generación un 13,7% a pesar del aumento de la potencia instalada.

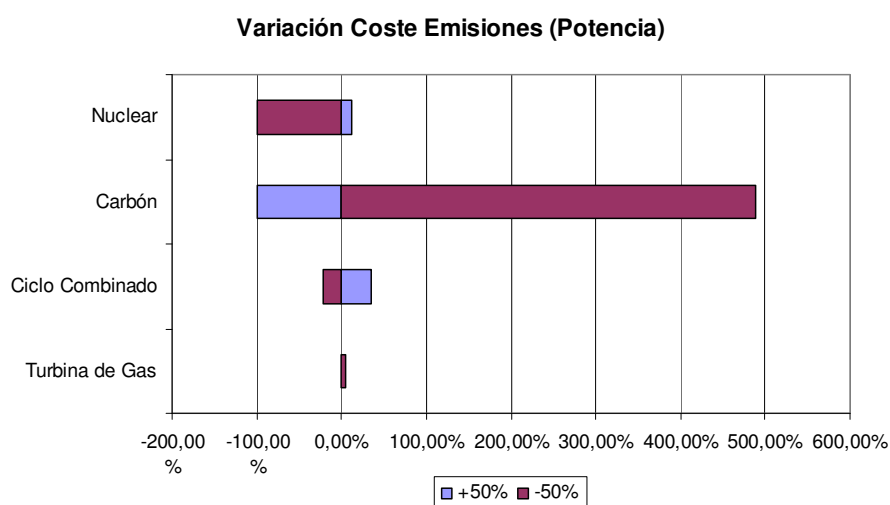


Figura 108. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de las emisiones.

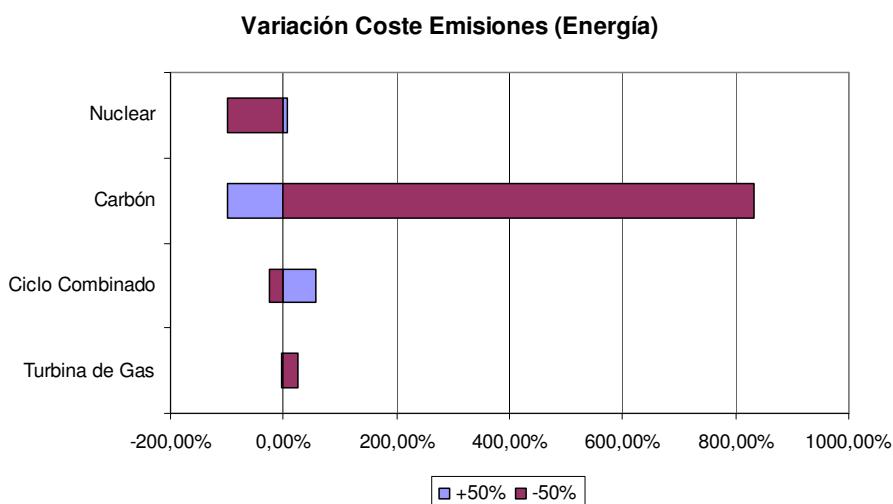


Figura 109. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de las emisiones.

Las centrales de carbón son las más sensibles a las variaciones del precio de las emisiones debido a que son las que más CO₂ producen por MWh producido. Un aumento del 50% del precio en las emisiones las saca prácticamente del parque de generación. El

5.3 SENSIBILIDAD DE LOS PARQUES ÓPTIMOS DE GENERACIÓN.

hueco que dejan, tanto en potencia como en generación, lo ocupan los ciclos combinados (+34,6% y +57,6% respectivamente) y las centrales nucleares (+12,5% y +7,9%). Las turbinas de gas prácticamente no varían su potencia (-0,9%) y reducen ligeramente la generación (-3,9%).

Una disminución del precio de las emisiones origina que las centrales de carbón incrementen su presencia en el sistema a costa de eliminar del mix óptimo a las centrales nucleares, y de reducir la potencia instalada y la generación de los ciclos combinados un 21,3% y un 25,4% respectivamente. Las turbinas de gas también se benefician de la reducción del precio de las emisiones, aumentando la potencia instalada un 5,6% y la generación un 24,4%. Al ser una tecnología que presenta un rendimiento inferior a los ciclos combinados y quemar el mismo combustible presentan un nivel de emisiones superior. Por lo tanto, cualquier reducción del precio de las emisiones sitúa a las turbinas de gas en una situación más ventajosa frente a los ciclos combinados.

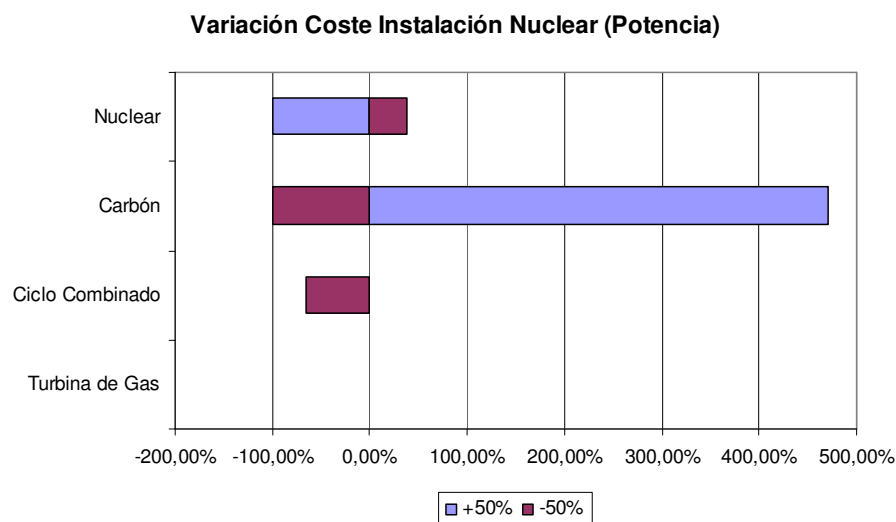


Figura 110. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de las centrales nucleares.

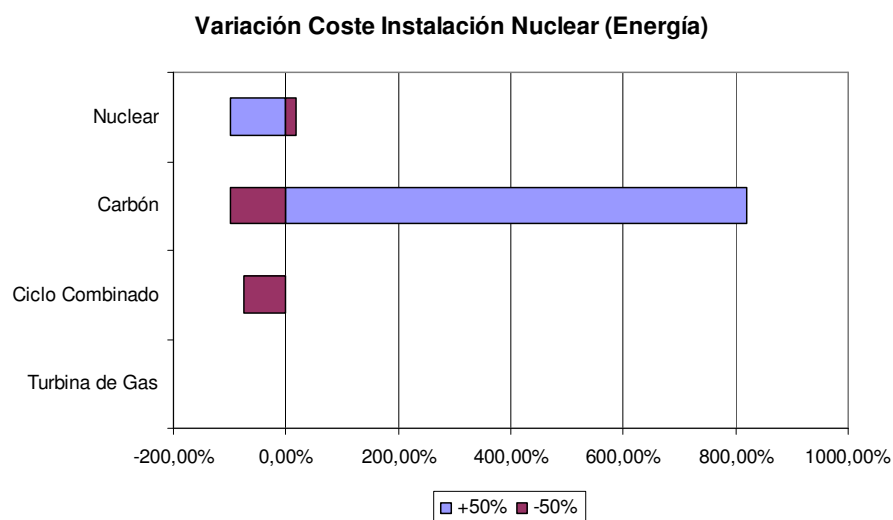


Figura 111. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de las centrales nucleares

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

Entrando a analizar los efectos de las variaciones de los costes de instalación de cada una de las tecnologías, se observa en todos los casos que los abaratamientos del coste de instalación ocasionan un incremento de dicha tecnología tanto en potencia instalada como en energía. Estos incrementos se realizan a costa de una disminución de la potencia instalada y la energía generada de las tecnologías con costes similares al ser más competitiva. Por ejemplo, con un abaratamiento del coste de instalación de la tecnología nuclear del 50%, se originaría un incremento de la potencia nuclear instalada del 38% en el parque óptimo de generación a costa de desaparecer las centrales de carbón y de disminuir la potencia instalada de los ciclos combinados.

Un incremento del coste de instalación nuclear podría ocasionar que ésta no resultase competitiva, saliendo del mix de generación. El hueco dejado sería ocupado por las centrales de carbón. En ningún momento las turbinas de gas se ven afectadas, sufriendo las mayores variaciones las centrales de carbón.

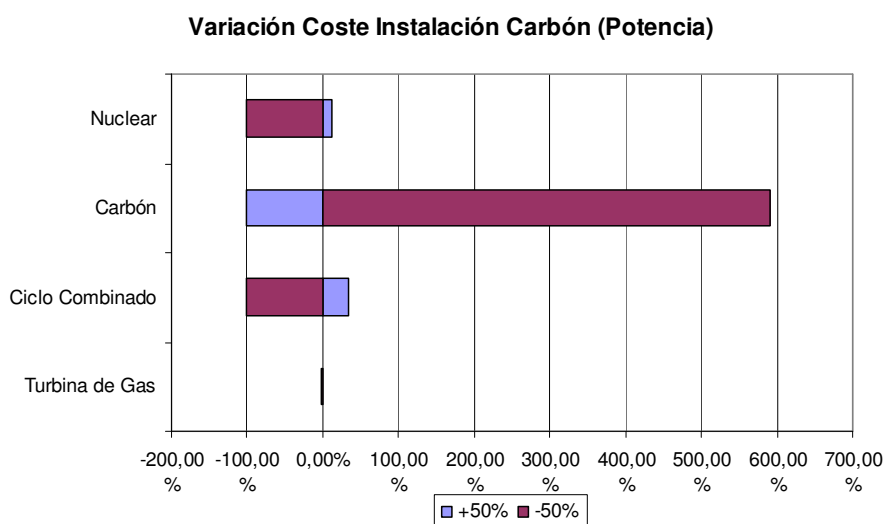


Figura 112. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de las centrales de carbón.

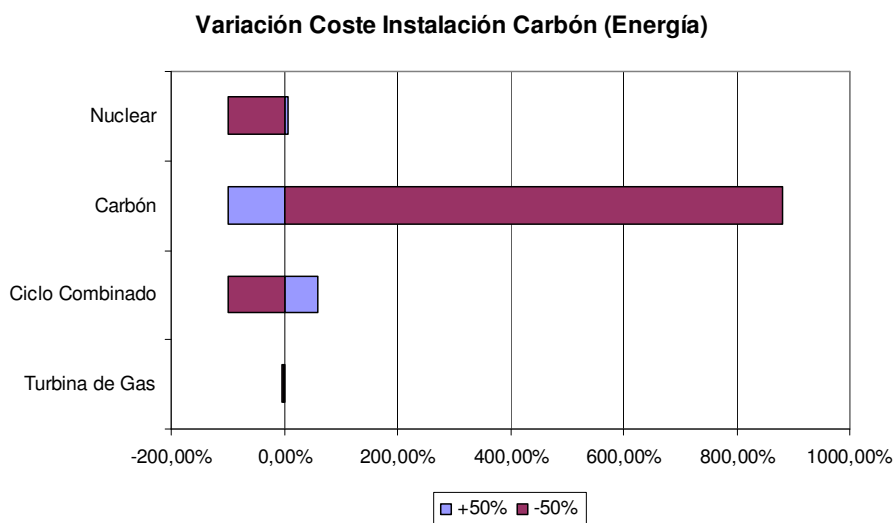


Figura 113. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de las centrales de carbón.

5.3 SENSIBILIDAD DE LOS PARQUES ÓPTIMOS DE GENERACIÓN.

Un abaratamiento del coste de instalación de las centrales de carbón originaría que el parque óptimo de generación estaría básicamente compuesto por este tipo de centrales. Desaparecerían las centrales de ciclo combinado y las nucleares, reduciendo las turbinas de gas un 1% la potencia instalada y un 4% la generación.

Un encarecimiento del coste de instalación de las centrales de carbón ocasiona una mayor penetración de centrales de ciclo combinado, y en menor medida de centrales nucleares.

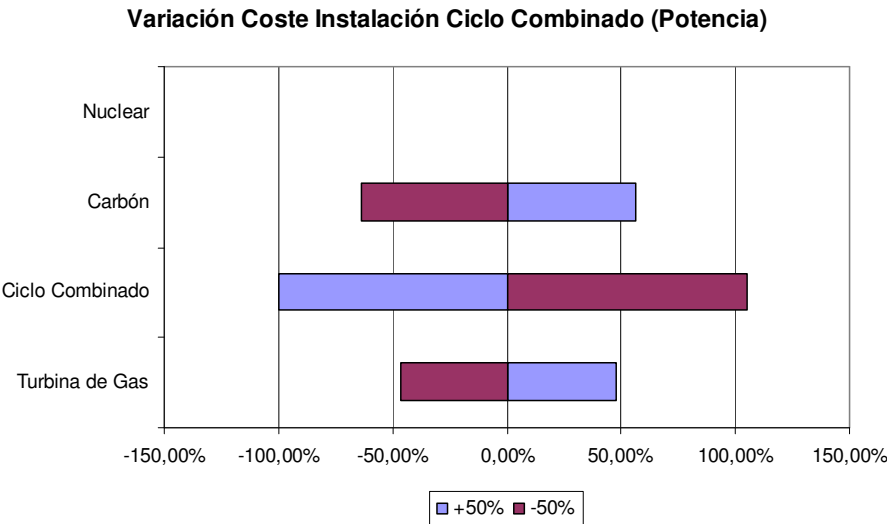


Figura 114. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de los ciclos combinados.

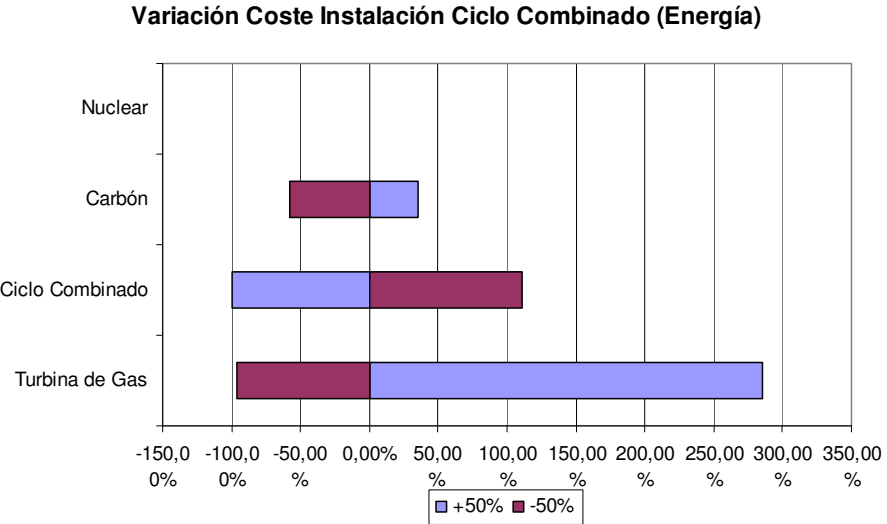


Figura 115. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de los ciclos combinados.

La tecnología más afectada por las variaciones de los costes de instalación de los ciclos combinados, aparte de los propios ciclos son las turbinas de gas. Las centrales de carbón se ven a su vez afectadas con respecto a la potencia instalada, pero la sensibilidad en cuanto a la generación realizada es muy inferior con respecto a las turbinas de gas.

Por último, las variaciones de los costes de instalación de las turbinas de gas afectan en menor medida que en el resto de las tecnologías. Las variaciones de $\pm 50\%$ no ocasionan la desaparición de ninguna tecnología del mix de generación, lo cual si ocurría al variar los costes de instalación del resto de tipos de centrales. Los ciclos combinados compensan las variaciones tanto en potencia como en energía generada sufridas por las turbinas de gas. Es significativa la variación porcentual que sufre la generación de las turbinas de gas al variar sus costes de instalación.

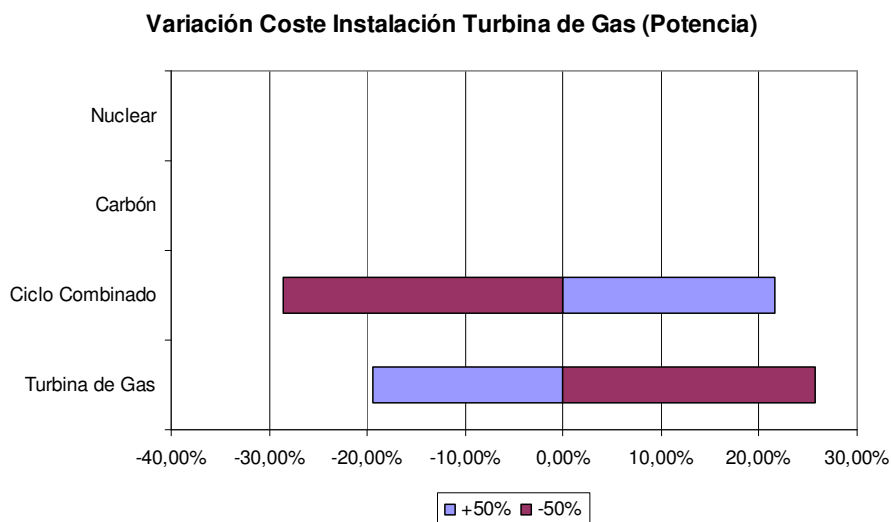


Figura 116. Sensibilidad de la potencia instalada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de las turbinas de gas.

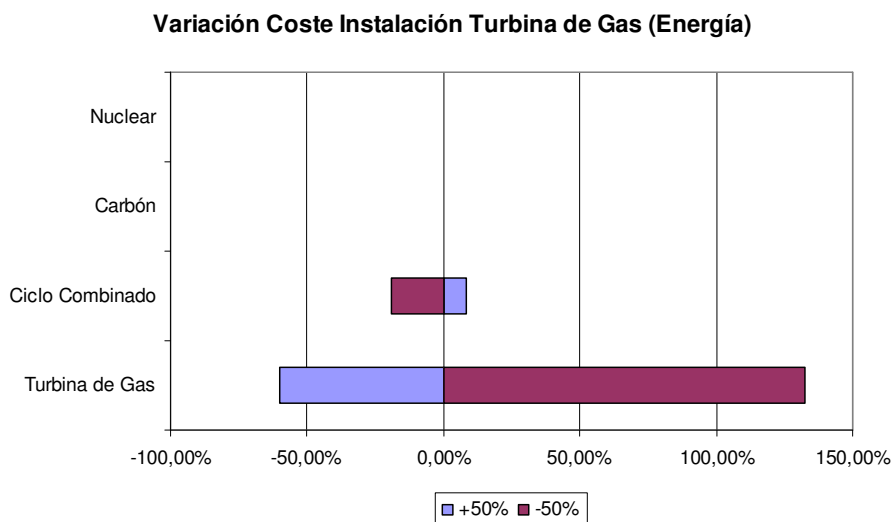


Figura 117. Sensibilidad de la generación realizada por tecnología en el parque óptimo de generación al variar el coste de instalación de las turbinas de gas.

Una vez comentado los resultados del análisis de sensibilidad sobre la evolución de los parques óptimos de generación, se continuará estudiando los efectos en el coste de la energía de todos estos parques óptimos.

5.3 SENSIBILIDAD DE LOS PARQUES ÓPTIMOS DE GENERACIÓN.

Como era de prever, el pago por capacidad sólo se ve alterado al modificar los costes de instalación de las turbinas de gas. En el resto de casos, no varía el pago por capacidad ya que en todo momento el coste fijo de la tecnología de punta (turbina de gas), y por lo tanto, el que marca el valor del pago por capacidad, es el mismo. Las variaciones existentes son debidas a los errores de discretización que se producen durante los cálculos pero nunca superiores al 0,2%.

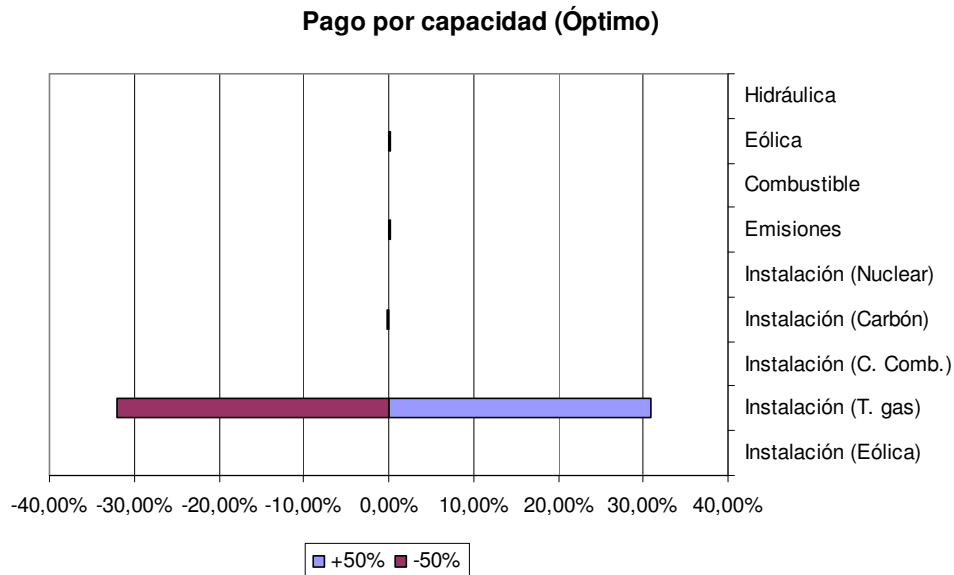


Figura 118. Sensibilidad del pago por capacidad en el parque óptimo de generación resultante al variar los parámetros de estudio.

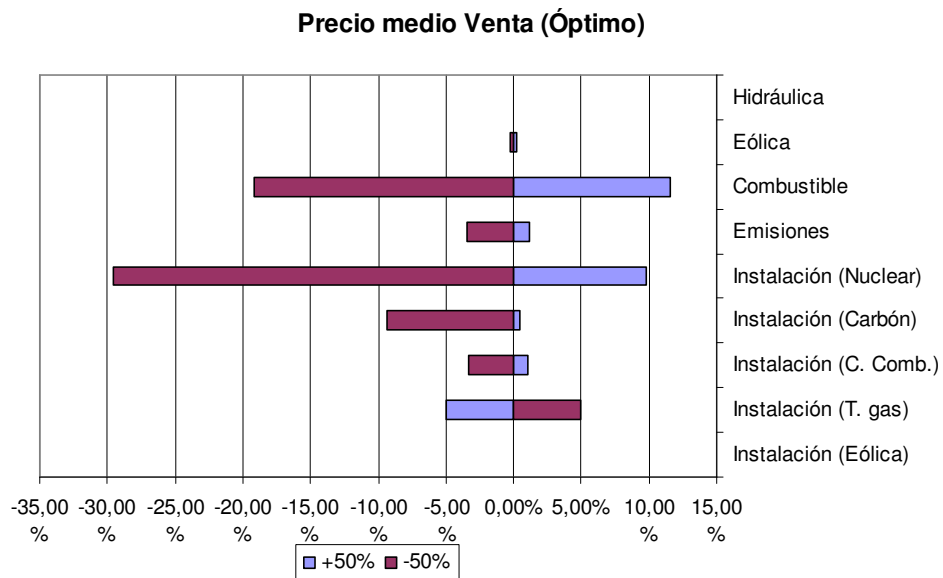


Figura 119. Sensibilidad del precio medio de venta en el parque óptimo de generación resultante al variar los parámetros de estudio.

Los factores que más afectan al precio medio de venta de la energía es el coste del combustible y el coste de instalación de las centrales nucleares. Ante un incremento del coste del combustible del 50%, se incrementa el precio de venta un 11,5%. En caso de disminuir el coste del combustible la disminución del precio medio de venta es más patente (-19,2%). Si aumentan los costes de instalación de las centrales nucleares un 50%

aumentaría el precio medio de venta un 9,8 %. Es más significativa la disminución del 29,6% en el precio medio de venta al disminuir los costes de instalación de las centrales nucleares. Se debe a que al disminuir los costes de las nucleares, estas tienen una mayor presencia en el mercado, bajando significativamente el precio medio de venta.

Las variaciones en la generación de las tecnologías intermitentes no afectan al precio medio de venta. Como ya se comentó en la introducción teórica, al tratarse de parques óptimos de generación éstos se encuentra en estado de equilibrio y por lo tanto no afectan al precio medio de venta.

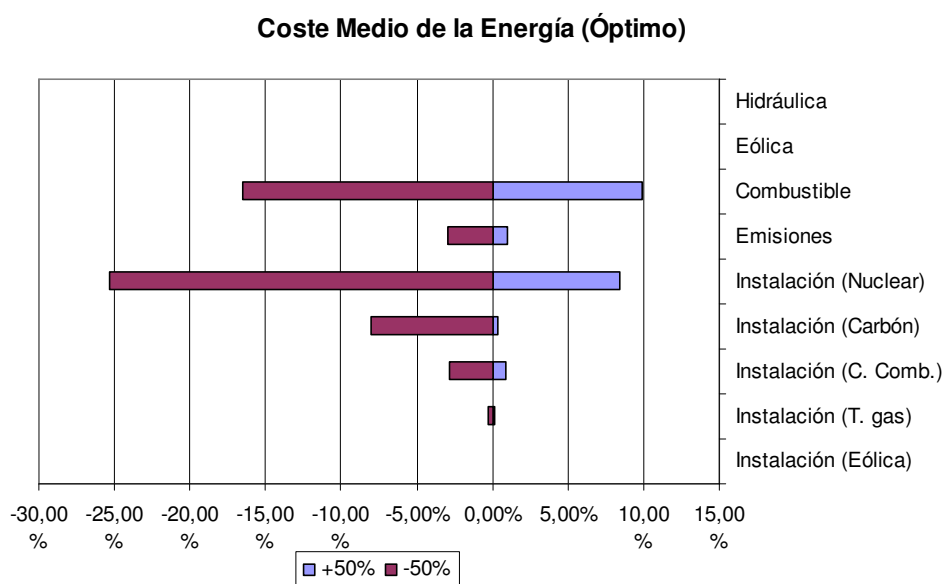


Figura 120. Sensibilidad del coste medio de la energía en el parque óptimo de generación resultante al variar los parámetros de estudio.

Con respecto al coste medio de la energía se ratifica lo que ya se comentó en el apartado anterior. El parámetro que más afecta a dicho coste es el coste del combustible y el de instalación de las centrales nucleares. Al tratarse de parques óptimos de generación, las variaciones son inferiores a las mostradas en el capítulo anterior.

De todas formas, el hecho más significativo es que, teniendo en cuenta los parques óptimos de generación, las variaciones de producción hidráulica y eólica no afectan al coste medio de la energía.

Como se ha comentado anteriormente, las variaciones más importantes en los parques de generación se producen al variar los costes de los combustibles y el de instalación de cada tecnología. Estas variaciones pueden llegar a ocasionar la salida o aumento exponencial en el mercado de una u otra tecnología. En función del nivel de emisiones de cada una de ellas, se pueden producir aumentos o disminuciones muy importantes del nivel total de emisiones del sistema. Ante reducciones del coste de las emisiones, se incrementa la generación de las centrales más productoras de CO₂ al presentar un coste inferior. Al reducirse los costes de instalación de las centrales de carbón, se incrementa el nivel de emisiones y al aumentar estos costes disminuyen las emisiones. Al variar los costes de instalación de las centrales nucleares se obtiene un efecto similar pero a la inversa.

5.3 SENSIBILIDAD DE LOS PARQUES ÓPTIMOS DE GENERACIÓN.

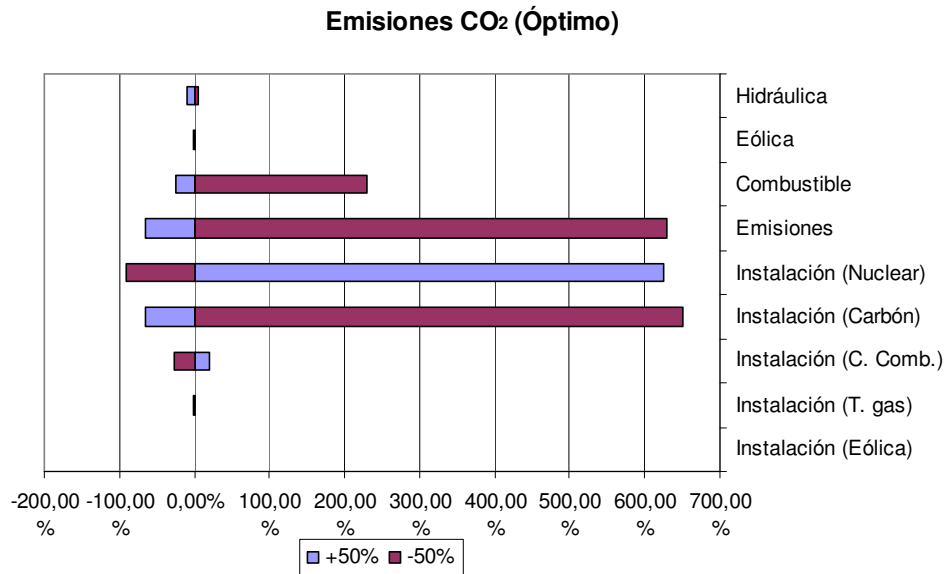


Figura 121. Sensibilidad del nivel de emisiones de CO₂ en el parque óptimo de generación resultante al variar los parámetros de estudio.

Al incrementarse la generación renovable, se produce una disminución del nivel de emisiones (-8,5% al aumentar la hidráulica y -1% al aumentar la eólica), pero de un valor muy inferior al conseguido con las variaciones del precio de las emisiones o los costes de instalación de las centrales nucleares y de carbón.

5.3.1 Conclusiones.

Las variaciones de la generación hidráulica afectan principalmente a las centrales de punta, pero de forma muy distinta: se aumenta la potencia instalada y la generación de las turbinas de gas y se disminuye la de los ciclos combinados. Las centrales de carbón se ven afectadas en menor medida y las nucleares no se ven influenciadas por las variaciones.

Ante incrementos en la producción eólica, el parque óptimo de generación presenta una mayor presencia de las turbinas de gas y una disminución en la potencia y en la generación de las centrales nucleares. Este resultado desde el punto de vista económico coincide con la necesidad operativa real de tener una generación convencional mas flexible cuanto mayor sea la presencia de eólica en el sistema.

Los parámetros que presentan una mayor influencia sobre el parque óptimo de generación son el coste del combustible y los costes de instalación de las diversas tecnologías. Cualquier variación de estos parámetros afecta de forma muy importante a todas las tecnologías, llegando a desaparecer algunas del mix de generación o incrementando su presencia de forma significativa.

Las variaciones del coste de las emisiones afecta principalmente a las centrales de carbón. Un aumento de dicho coste puede hacer que éstas desaparezcan del mix óptimo y una disminución hace que resulten más competitivas frente a las centrales nucleares.

Considerando en todo momento parques óptimos de generación, las variaciones de producción hidráulica y eólica no afectan al precio medio de la energía.

5.4 Costes IEA frente a costes DOE.

Como ya se comentó en la definición del caso base, se quieren contrastar los costes empleados a lo largo del presente estudio con los de otra fuente. Se han tomado costes del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). Más concretamente del informe *“Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2011”* [DOE].

En la siguiente tabla se muestran los costes de la energía obtenidos para los diversos casos de comparación: parque óptimo térmico, parque del IEEE sólo térmico, parque del IEEE térmico e hidráulico, y parque del IEEE con todos los tipos de generación. Hay que indicar que los óptimos, son los teóricos de cada caso. Es decir, en el primer caso los resultados han sido obtenidos teniendo en cuenta el parque óptimo de generación considerando los costes del IEA. Mientras que en el segundo caso se ha tenido en cuenta el parque de generación óptimo para los costes publicados por el DOE.

		ÓPTIMO		IEEE		IEEE (+h)		IEEE (+h+e)	
		IEA	DOE	IEA	DOE	IEA	DOE	IEA	DOE
Pago Capacidad	€/MW	5,0182	11,359	8,1887	32,739	8,9292	33,269	10,12	34,12
Pago Capacidad (SP)	€/MW	5,0182	11,359	10,198	51,276	11,3	52,064	13,083	53,34
Sobrepeso Energía	€/MWh	8,1705	18,495	13,333	53,304	14,538	54,167	16,478	55,553
Sobrepeso Energía (SP)	€/MWh	8,1705	18,495	16,604	83,485	18,399	84,769	21,301	86,846
Precio medio Venta	€/MWh	41,424	34,619	38,900	24,177	37,674	23,300	35,690	21,882
Coste Medio	€/MWh	49,594	53,114	52,233	77,481	52,212	77,467	52,168	77,435
Coste Medio (SP)	€/MWh	49,594	53,114	55,504	107,66	56,073	108,07	56,991	108,73
Emisión CO2	ton CO2	5,28E+06	1,62E+07	2,05E+07	2,05E+07	2,00E+07	2,00E+07	1,78E+07	1,78E+07

Pago Capacidad (SN)	€/MW	5,0155	11,359	9,6059	29,144	10,346	29,674	11,537	30,526
Sobrepeso Energía (SN)	€/MWh	8,1661	18,495	15,64	47,452	16,846	48,315	18,784	49,701
Precio medio Venta (SN)	€/MWh	45,519	34,619	38,900	24,177	37,674	23,300	35,691	21,882
Coste Medio (SN)	€/MWh	53,685	53,114	54,540	71,629	54,520	71,615	54,475	71,583

SP: Sin Pérdidas

SN: Sin Nucleares

(+h): con generación hidráulica

(+h+e): con generación hidráulica y eólica

Tabla 34. Costes de la energía con datos del IEA y del DOE.

En el apartado 3.3.1 ya se comentaron las diferencias más significativas en la estructura de costes ofrecidas por ambas referencias. A modo de resumen, el IEA ofrece unos costes fijos más bajos y unos costes variables más altos que los que aporta el DOE. El LCOE de todas las tecnologías, excepto los ciclos combinados, es superior empleando los costes indicados por el DOE. Este hecho condiciona el parque óptimo térmico obtenido. Ya se mencionó que las centrales nucleares y de carbón no participan en el mix óptimo debido a sus altos costes en comparación con el resto de tecnologías. El parque óptimo de generación del DOE está compuesto básicamente por ciclos combinados y, en menor medida por turbinas de gas.

5.4 COSTES IEA FRENTE A COSTES DOE.

Al ser los costes fijos aportados por el Departamento de la Energía de Estados Unidos más altos, los valores calculados de pago por capacidad son superiores a los calculados usando los costes de las centrales indicados por el IEA. La inclusión de energías renovables (hidráulica y eólica) ocasiona un incremento del pago por capacidad con ambos modelos de precios.

Por otro lado, al ser inferiores los costes variables en el caso del DOE frente al IEA, el precio medio de venta resulta inferior. Concretamente entre un 16,4% y un 38,7% inferior.

Todos estos factores se traducen en un coste medio de la energía entre un 7% y un 48% superior con respecto a los costes del IEA. En el caso en el que ningún generador tuviese pérdidas, empleando los costes del DOE, el coste medio de la energía se ve incrementado en los casos del IEEE entre un 39% y un 40% con respecto al teórico. Utilizando los costes del IEA, el incremento del coste medio de la energía para que los generadores incurriesen en pérdidas es menor, entre el 6% y el 9%. Se debe a que el parque de generación descrito por el IEEE se asemeja en mayor medida al óptimo con costes del IEA que al parque óptimo del DOE.

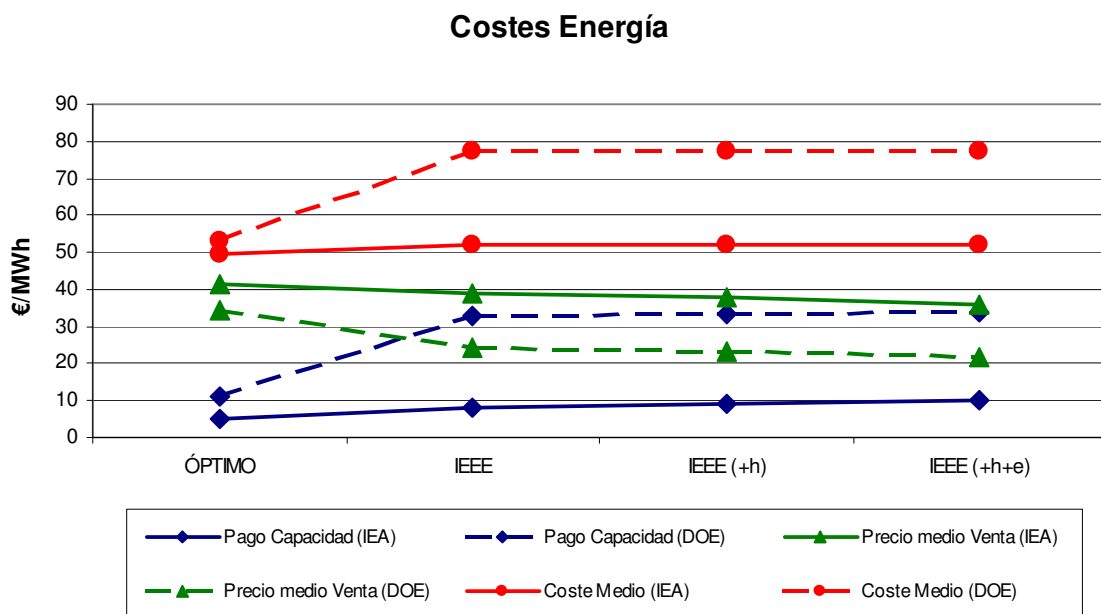


Figura 122. Comparación costes de la energía empleando datos del IEA frente a datos DOE.

Con ambas distribuciones de costes, al introducirse la generación hidráulica y eólica, prácticamente se mantiene el coste medio de la energía, y en algún caso se reduce ligeramente. Como ya se ha comentado en otros apartados, el incremento del Pago por Capacidad que se produce al introducir la generación intermitente, se compensa en mayor medida por la disminución del precio medio de venta de la energía.

En caso de no existir energía nuclear, al emplear los costes del DOE, se produce una disminución de los pagos por capacidad en los parques de generación del IEEE. Es debido a que la presencia de dicha energía sólo produce un encarecimiento de los costes

del sistema ya que no es competitiva desde un punto de vista global. Con los costes del IAE, al ser la tecnología nuclear una tecnología con hueco económico en el sistema, la ausencia de la misma ocasiona un aumento de los pagos por capacidad.

Según el escenario planteado en el caso del IEEE, las centrales nucleares no son marginalistas, por lo que en ningún momento marcan precio y por lo tanto su presencia o ausencia no afecta al Precio Medio de Venta. La no-variación de este parámetro ocasiona que el Coste Medio de la Energía siga la pauta marcada por el pago por capacidad. Es decir, empleando los datos del IAE, la ausencia de centrales nucleares origina un aumento del coste medio de la energía, y si se utilizan los costes indicados por el DOE, se produce una disminución de dicho valor.

Con respecto al nivel de emisiones de CO₂, el parque óptimo con los costes del IEA es un 67% menos emisor, debido a que la generación mayoritaria es de centrales nucleares, las cuales no emiten gases de efecto invernadero, mientras que la totalidad de la energía generada en el parque óptimo con los costes del DOE se produce mediante la combustión de gas natural, y por lo tanto, emitiendo CO₂.

Con respecto a los márgenes económicos obtenidos con cada uno de los dos escenarios de costes, las pérdidas y los beneficios son mayores al emplear los costes de los generadores aportados por el organismo estadounidense. Se debe, como ya se ha mencionado, a la mayor diferencia entre el parque de generación óptimo con los costes del DOE y el parque de generación indicado en el IEEE.

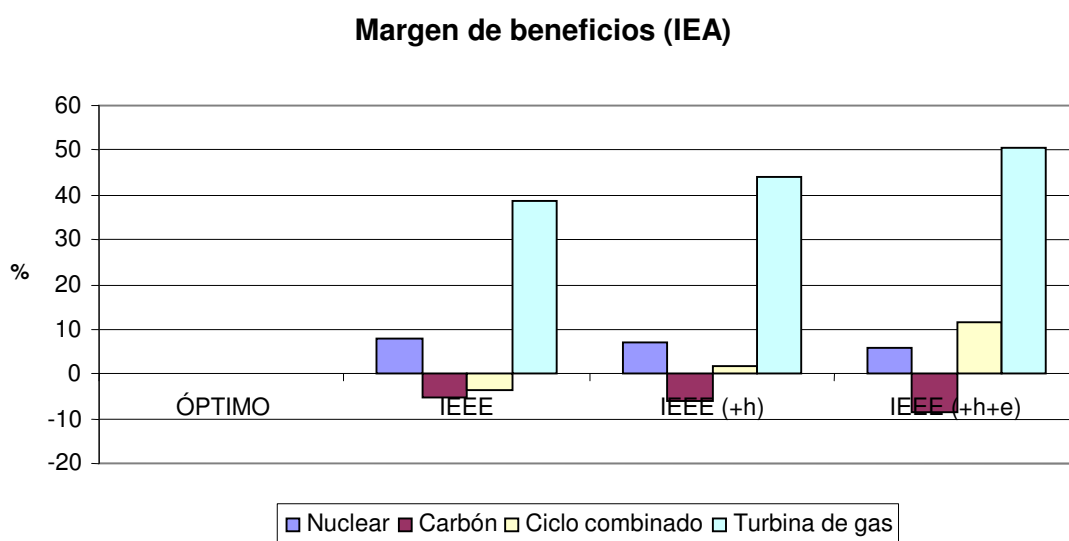


Figura 123. Margen de beneficios con datos del IEA.

5.4 COSTES IEA FRENTE A COSTES DOE.

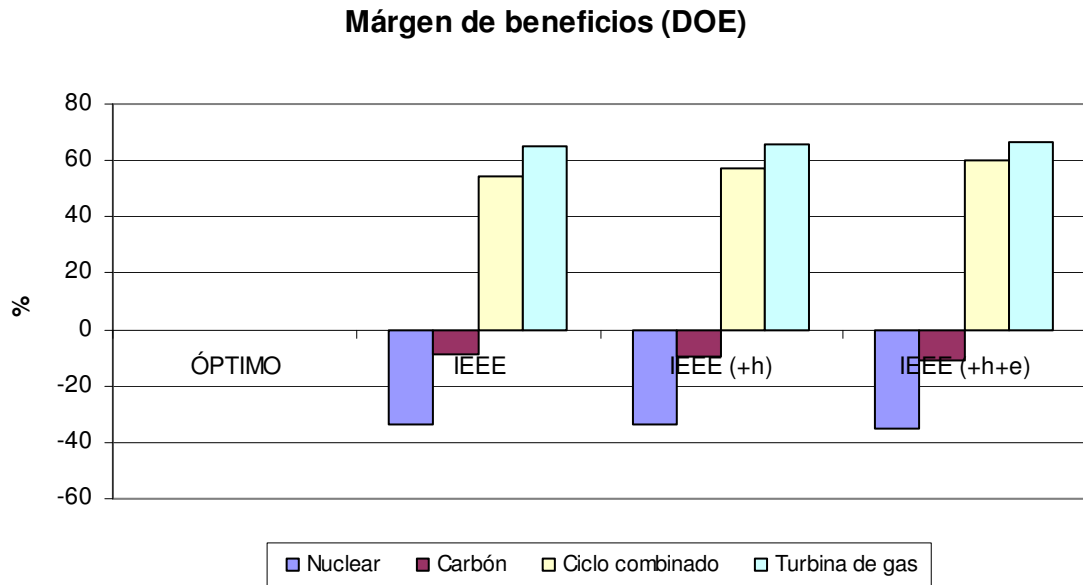


Figura 124. Margen de beneficios con datos del DOE.

5.4.1 Conclusiones.

Hay una gran disparidad entre los costes de diferentes fuentes de prestigio y reconocimiento mundial.

Los resultados del presente estudio son válidos para los costes tenidos en cuenta. En caso de emplearse cualquier otra referencia los resultados pueden variar notablemente.

El coste medio de la energía se mantiene al introducir la generación hidráulica y eólica, independientemente de la fuente de precios empleada.

La influencia en los costes globales de generación de la ausencia o presencia de una tecnología en el pool de generación viene determinada por sus costes con respecto al resto de tecnologías. Si económicamente es competitiva y tiene hueco en el sistema su ausencia aumenta los costes globales del mismo. Si sus costes son superiores al resto de tecnologías, su sustitución en un parque de generación por otro tipo de tecnología abarata los costes del sistema.

Capítulo 6

Conclusiones.

6.1 Conclusiones.

En el presente capítulo se mostrarán las conclusiones más significativas que se han obtenido del presente estudio. A lo largo de los capítulos 4 y 5 se han ido mostrado comentarios parciales, pero, en éste capítulo se mostrarán las conclusiones de forma global y no como resultado de una simulación concreta.

Los menores valores tanto de pago por capacidad como de coste medio de la energía, se obtienen en los parques óptimos de generación. Sin embargo, el precio medio de venta más bajo no tiene por que obtenerse en los parques óptimos. Por lo tanto, un abaratamiento del precio medio de venta de la energía no tiene por que significar una optimización del parque.

Evaluando los efectos a largo plazo de las variaciones de penetración en un sistema eléctrico de las energías renovable, siempre y cuando se tienda a los parques óptimos de generación, estas variaciones no afectan ni a los valores de los pagos por capacidad ni al precio medio de venta de la energía. Lo que sí se ve afectado es el coste medio de la energía, el cual disminuye. La causa de esta disminución es que, debido al incremento de la generación hidráulica y eólica, disminuye la potencia instalada del resto de tecnologías y, por lo tanto, la potencia total que cobra pago por capacidad.

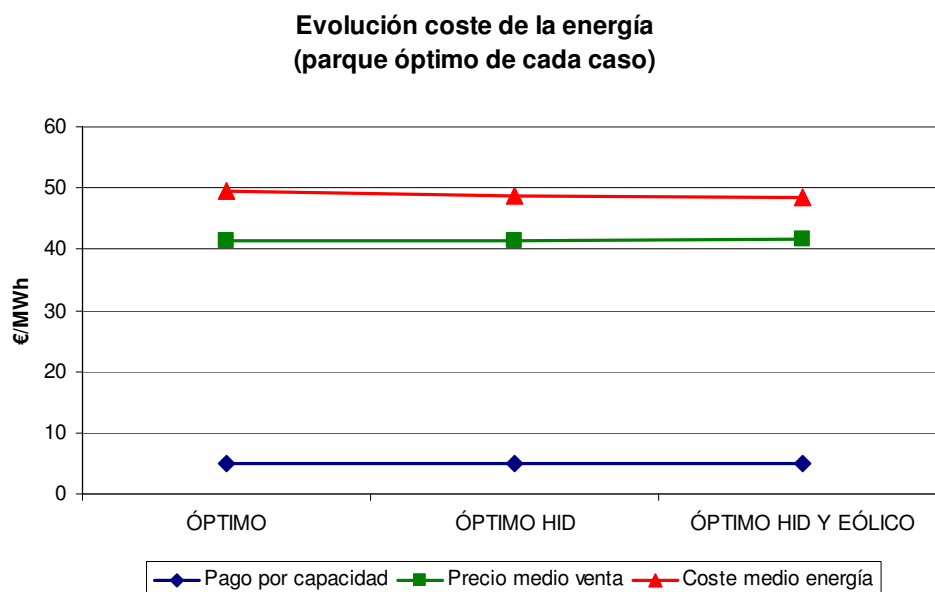


Figura 125. Evolución de los costes de la energía al introducir generación hidráulica y eólica en los parques óptimos de generación de cada caso.

A corto plazo, la introducción de energías intermitentes en un parque de generación ya existente ocasiona una disminución del precio medio de la energía. Por ese motivo, las centrales existentes perciben menos ingresos y, para que las centrales sean capaces de recuperar sus costes fijos y que el balance del sistema sea neutro, es necesario un aumento del pago por capacidad. A pesar de ello, el precio medio de la energía se mantiene. Esto sucede tanto en parques óptimos como en cualquier otro tipo de parques.

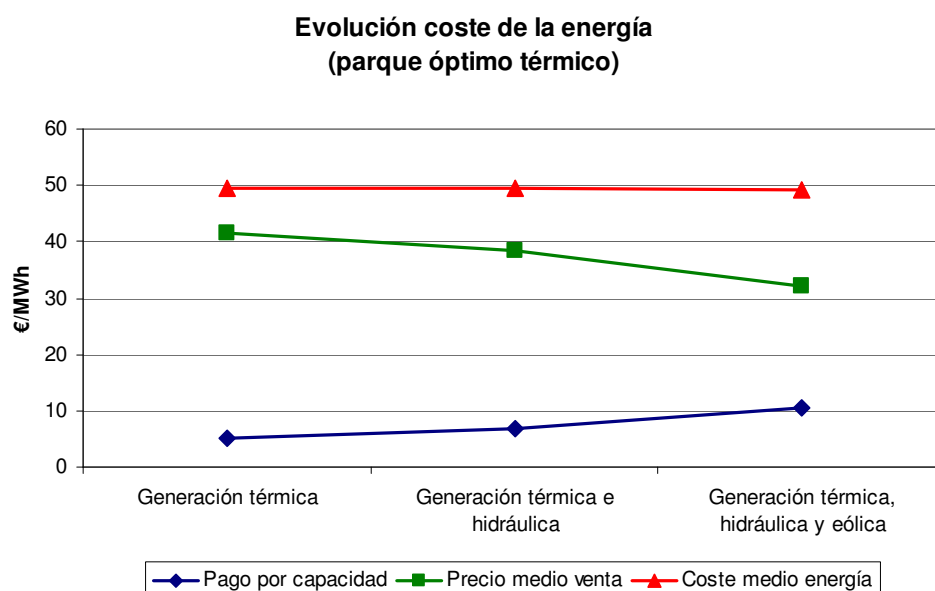


Figura 126. Evolución de los costes de la energía al introducir generación hidráulica y eólica en el parque óptimo de generación térmico.

6.1 CONCLUSIONES.

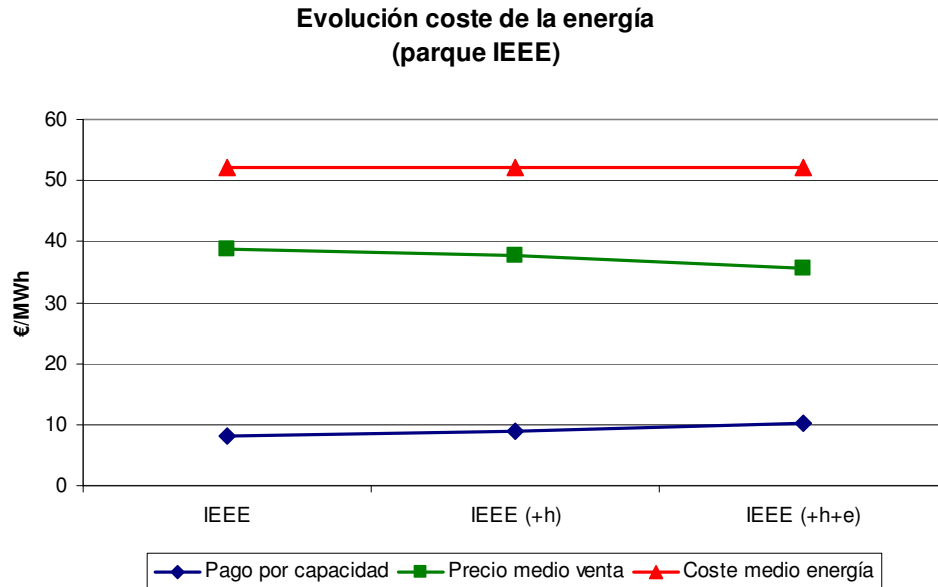


Figura 127. Evolución de los costes de la energía al introducir generación hidráulica y eólica en el parque del IEEE.

Los sistemas eléctricos no se equilibran por mecanismos de mercado. Sólo ocurre en sistemas con sólo dos tipos de centrales como el mostrado en la teoría. Las tecnologías cuya potencia instalada es inferior a la del parque óptimo no siempre presentan beneficios y las centrales con potencias superiores al óptimo no tienen por qué compensar los costes con sus ingresos. En los apartados 4.5 y 4.6 ya se mostró que existían centrales con beneficios cuya potencia instalada era superior al óptimo, con lo cual, las reglas de mercado inducirían a seguir construyendo estos tipos de centrales que aportan beneficios.

Si fruto del balance económico del sistema, se establece un pago por capacidad superior al coste fijo de la tecnología de punta, se fomenta esta tecnología independientemente de la potencia instalada. Limitando el valor del pago por capacidad al coste fijo de las centrales de punta no se soluciona el problema. Éstas centrales no presentarían pérdidas en ningún caso, independientemente de la potencia instalada. En el resto de centrales, vuelven a darse caso en los que se obtienen pérdidas en centrales cuya potencia instalada es inferior a la del parque óptimo. Y por último, el balance económico del sistema no sería neutro.

Una tecnología cubre sus costes si en las horas en las que no marca precio es capaz de recuperar la parte de los costes fijos que no cubre con el pago por capacidad. Esto depende de la potencia instalada (cuanto más baja, más fácil es de recuperar los costes), de las horas en las que no marca precio y de los costes variables de las tecnologías con costes superiores. Por lo tanto, para la presencia o no de beneficios en una tecnología, además del valor del pago por capacidad, también influye el mix de generación de cada caso, la proporción entre la potencia instalada de los distintos tipos de centrales.

Haciendo referencia a los parques de generación, la introducción de energías renovables ocasiona una disminución de la producción del resto de centrales presentes en el sistema. La generación hidráulica afecta principalmente a las centrales de punta y la generación eólica modifica la producción de todas las tecnologías.

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES.

Con los escenarios de demanda y costes empleados en los parques óptimos de generación la tecnología predominante es la nuclear, tanto en potencia instalada como en energía.

El empleo o no de centrales nucleares en el mix de generación no afecta al valor del pago por capacidad, pero sí disminuye el precio medio de venta de la energía y por lo tanto se ve reducido el coste medio de la misma. A su vez, de no emplearse este tipo de tecnología aumentaría la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera.

El nivel de emisiones de CO₂ va disminuyendo al introducir la generación hidráulica y eólica. Se debe a que estas tecnologías no emisoras de CO₂ sustituyen la generación de centrales alimentadas por combustibles fósiles.

Las variaciones de potencia eólica y de generación hidráulica son de los factores que menos afectan a los costes de la energía. Además, el incremento en la generación hidráulica y eólica no afecta al precio medio de la energía en un parque óptimo de generación y ocasiona una leve disminución del mismo en parques de generación desoptimizados. En cambio, si afectan sensiblemente al nivel de emisiones de CO₂.

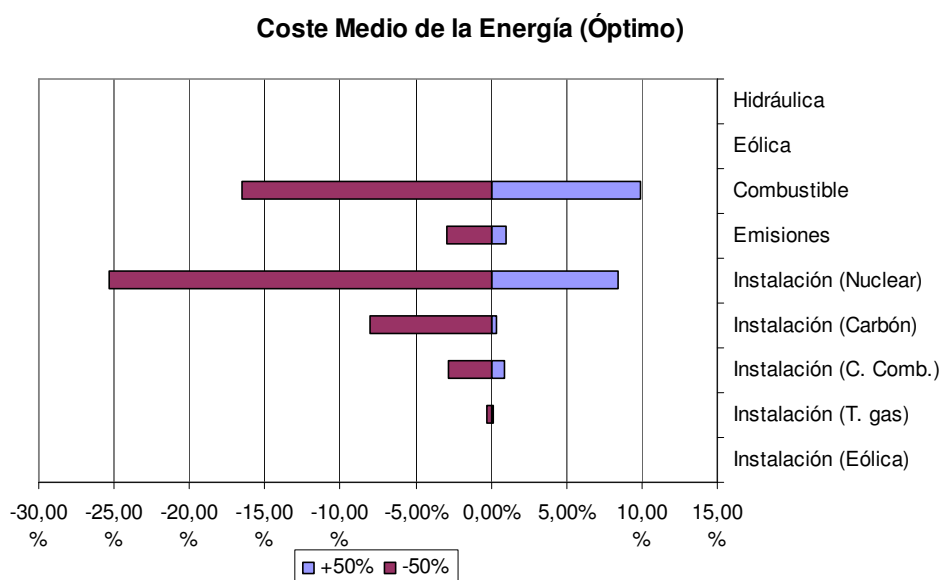


Figura 128. Sensibilidad del coste medio de la energía en el parque de generación óptimo.

6.1 CONCLUSIONES.

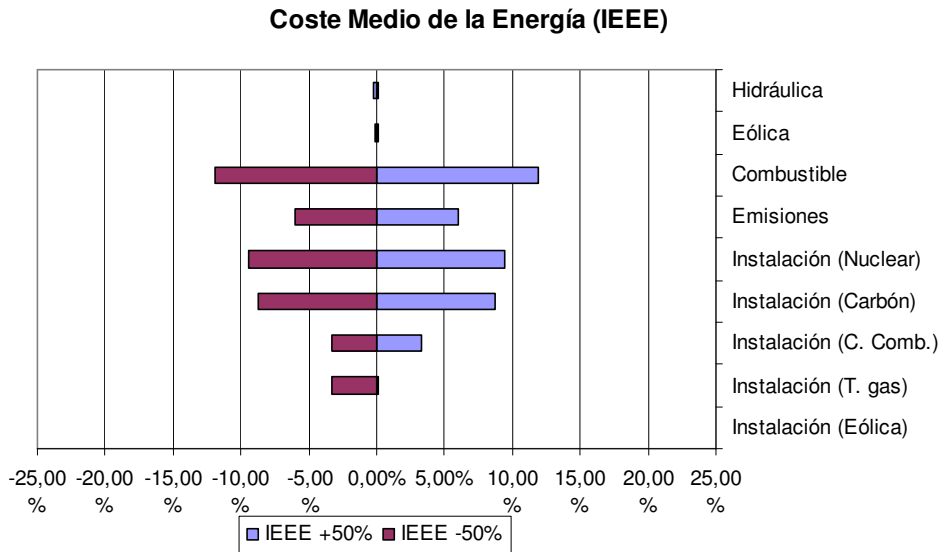


Figura 129. Sensibilidad del coste medio de la energía en el parque de generación del IEEE.

Los parámetros que presentan una mayor influencia, tanto sobre los costes de la energía como sobre el parque óptimo de generación, son el coste del combustible y los costes de instalación de las diversas tecnologías. Cualquier variación de estos parámetros afecta de forma muy importante a todas las tecnologías, llegando a desaparecer algunas del mix de generación o incrementando su presencia de forma significativa.

Las variaciones del coste de las emisiones afectan principalmente a las centrales de carbón. Un aumento de dicho coste puede hacer que éstas desaparezcan del mix óptimo y una disminución hace que resulten más competitivas frente a las centrales nucleares.

El parque óptimo de generación presenta una mayor sensibilidad a cualquier cambio de los parámetros de estudio que un parque desoptimizado.

Referencias

[CNE] <http://www.cne.es> Accedido el 1 de septiembre de 2011.

[DOE] “*Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2011*” http://205.254.135.24/oiaf/aeo/pdf/2016levelized_costs_aeo2011.pdf. Accedido el 24 de mayo de 2011.

[EYS].http://www.energiaysociedad.es/documentos/C2_Formacion_de_precios_en_el_mercado_al_contado.pdf. Accedido el 20 de agosto de 2011.

[Fabra 06] Natalia Fabra "*El Funcionamiento del Mercado Eléctrico Español bajo la Ley del Sector Eléctrico*". Capítulo 10 en "Del Monopolio al Mercado. La Comisión Nacional de la Energía: diez años en perspectiva". Editorial THOMSON: CIVITAS. Diciembre 2006.

[Fabra 07] Natalia Fabra "*La Electricidad: Mercados, Inversiones y Garantía de Suministro*", Economía Industrial, 364, Septiembre 2007, 63-75.

[Hunt 02] Sally Hunt "*Making competition work in electricity*", John Wiley & Sons, Inc 2002.

[IEA et al 10] “*Projected costs of Generating Electricity*”. International Energy Agency. Nuclear Energy Agency. Organisation for Economic Cooperation and Development. 2010.

[IEEE] http://www.ieee.org/about/vision_mission.html. Accedido el 11 de septiembre de 2011.

CAPÍTULO 6: REFERENCIAS

- [IEEE 99] “*The IEEE Reliability Test System - 1996*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No.3, Agosto 1999.
- [OMEL] <http://www.omel.es>. Accedido el 14 de marzo de 2011
- [PANER]. “*Plan de acción nacional de energías Renovables de España (PANER) 2011-2020*”
http://www.mityc.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Documents/20100630_PANER_Espanaversion_final.pdf. Accedido el 8 de septiembre de 2011.
- [REE] <http://www.ree.es>. Accedido el 22 de agosto de 2011.
- [REE 10] “*Informe del sistema eléctrico en 2009*”
http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2009.pdf.
Accedido el 12 de noviembre de 2010.
- [REE 11] “*Informe del sistema eléctrico en 2010*”
http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2010.pdf.
Accedido el 30 de julio de 2011.
- [Stoft 02] Steven Stoft. “*Power System Economics*” IEEE Press-Wiley Interscience, Nueva York, 2002.
- [Usaola 10a] Julio Usaola García “*Planificación de la generación*” Tema 6 apuntes asignatura “Regulación sistemas eléctricos” de la Universidad Carlos III de Madrid. 2010.
- [Usaola 10b] Julio Usaola García “*Las energías renovables en los mercados de electricidad*” Tema 7 apuntes asignatura “Regulación sistemas eléctricos” de la Universidad Carlos III de Madrid. 2010.
- [Vázquez 03] Carlos Vázquez Martínez. “*Modelos de casación de ofertas en mercados eléctricos*” Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas de Madrid. 2003.

Anexo 1: Obtención de la curva de demanda.

La demanda empleada está definida en un artículo del Institute of Electrical and Electronics Engineers, concretamente “*The IEEE Reliability Test System - 1996*” [IEEE 99]. El artículo en cuestión describe un sistema de prueba mejorado (RTS-96) para su uso en estudios de fiabilidad de sistemas eléctricos.

La demanda horaria viene definida por un valor base (8.550 MW) al que se le aplican diversos coeficientes en función del día de la semana (CDía), la semana del año (CSemana), la hora del día y la estación meteorológica (CHora).

$$Demanda = 8.550MW \cdot CSemana \cdot CDía \cdot CHora$$

Los valores de dichos coeficientes vienen definidos en las siguientes tablas:

Semana	% de carga	Semana	% de carga
1	86.2	27	75.5
2	90.0	28	81.6
3	87.8	29	80.1
4	83.4	30	88.0
5	88.0	31	72.2
6	84.1	32	77.6
7	83.2	33	80.0
8	80.6	34	72.9
9	74.0	35	72.6
10	73.7	36	70.5
11	71.5	37	78.0
12	72.7	38	69.5
13	70.4	39	72.4
14	75.0	40	72.4
15	72.1	41	74.3
16	80.0	42	74.4
17	75.4	43	80.0
18	83.7	44	88.1
19	87.0	45	88.5
20	88.0	46	90.9
21	85.6	47	94.0
22	81.1	48	89.0
23	90.0	49	94.2
24	88.7	50	97.0
25	89.6	51	100.0
26	86.1	52	95.2

Tabla 35. Coeficiente de carga semanal en tanto por ciento.

ANEXO 1: OBTENCIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA.

Día	% de carga
Lunes	93
Martes	100
Miércoles	98
Jueves	96
Viernes	94
Sábado	77
Domingo	75

Tabla 36. Coeficiente de carga diario en tanto por ciento.

	Invierno		Verano		Primavera / otoño	
	Semanas del 1 al 8 y del 44 al 52		Semanas del 18 al 30		Semanas del 9 al 17 y del 31 al 43	
Hora	Laborable	Fin de semana	Laborable	Fin de semana	Laborable	Fin de semana
12-1 am	67	78	64	74	63	75
1-2	63	72	60	70	62	73
2-3	60	68	58	66	60	69
3-4	59	66	56	65	58	66
4-5	59	64	56	64	59	65
5-6	60	65	58	62	65	65
6-7	74	66	64	62	72	68
7-8	86	70	76	66	85	74
8-9	95	80	87	81	95	83
9-10	96	88	95	86	99	89
10-11	96	90	99	91	100	92
11-12	95	91	100	93	99	94
12-1pm	95	90	99	93	93	91
1-2	95	88	100	92	92	90
2-3	93	87	100	91	90	90
3-4	94	87	97	91	88	86
4-5	99	91	96	92	90	85
5-6	100	100	96	94	92	88
6-7	100	99	93	95	96	92
7-8	96	97	92	95	98	100
8-9	91	94	92	100	96	97
9-10	83	92	93	93	90	95
10-11	73	87	87	88	80	90
11-12	63	81	72	80	70	85

Tabla 37. Coeficiente horario de carga en tanto por ciento.

Estos coeficientes están definidos para un país del hemisferio norte. Para simular la demanda de un país del hemisferio sur sólo sería necesario cambiar el orden del coeficiente de carga semanal. Las semanas del 27 al 52 pasarían a ser las semanas del 1 al 26 y seguidamente irían el resto siguiendo el orden ya establecido.

Anexo 2: Datos generadores caso IEEE y equivalencias.

En la siguiente tabla se indican las equivalencias empleadas con respecto a las tecnologías indicadas por IEEE y las realmente empleadas en el presente estudio.

Grupo	Potencia (MW)	Unidades	Pot. Total (MW)	Tipo (IEEE)	Tipo (empleado)
U12	12	15	180	Fuel	Ciclo combinado
U20	20	12	240	Turbina Fuel	Turbina de gas
U50	50	18	900	Hidráulica	Hidráulica
U76	76	12	912	Carbón	Carbón
U100	100	9	900	Fuel	Ciclo combinado
U155	155	12	1.860	Carbón	Carbón
U197	197	9	1.773	Fuel	Ciclo combinado
U350	350	3	1.050	Carbón	Carbón
U400	400	6	2.400	Nuclear	Nuclear
TOTAL		96	10215		

Tabla 38. Datos de generadores y equivalencia por tecnologías [IEEE 99].

Anexo 3: Análisis de la prima eólica.

Resultados obtenidos

No es el objetivo del presente estudio, pero dentro de todos los procesos de cálculo era posible obtener el valor de la prima eólica que ocasionaba que el balance económico de la generación eólica fuese neutro. Para ello se divide la diferencia entre costes e ingresos de los productores eólicos y se divide entre la generación realizada:

$$PrimaEólica = \frac{CosteEólicoTotal - IngresoEólico}{EnergíaEólica}$$

Este cálculo se ha aplicado para todos los casos empleados en el apartado 4.6. Es decir, para el parque óptimo hidráulico y eólico, para el parque óptimo térmico, para el parque óptimo viable y para el parque de generación definido en el caso del IEEE.

Caso	Parque de Generación	Disponibilidad	Potencia nuclear reducida	Hidráulica	Eólica
Óptimo	Óptimo hidráulico y eólico	100 %	No	Si	Si
Óptimo térmico	Óptimo térmico	100 %	No	Si	Si
Óptimo viable	Óptimo hidráulico y eólico	85 %	Si	Si	Si
IEEE	IEEE	100 %	No	Si	Si

Tabla 39. Resumen escenarios “Análisis de la prima eólica”

Los resultados obtenidos han sido los siguientes:

	ÓPTIMO	ÓPTIMO TÉRMICO	ÓPTIMO VIABLE	IEEE
Prima €/MWh	78,591	87,036	73,119	81,255

Tabla 40. Prima eólica

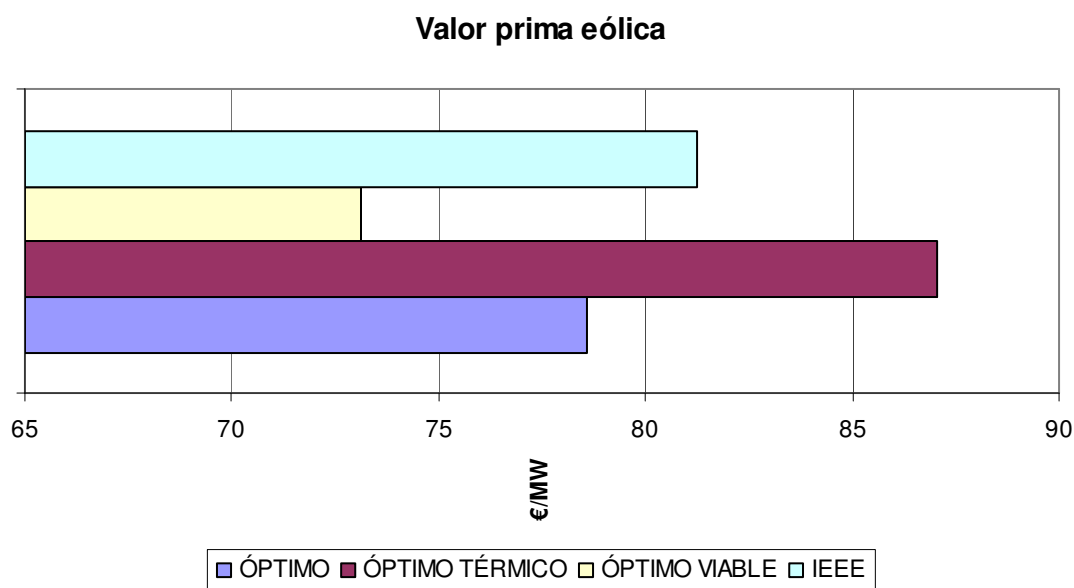


Figura 130. Valor de la prima eólica calculado para cada escenario.

La generación eólica es deficitaria en todos los casos, necesitando cobrar una prima de valor entre 73,12 €/MWh y 87,04 €/MWh para compensar sus costes. Esta cifra es muy superior a la establecida en España por el RD 661/2007. Éste establece una prima a los productores que acudan a mercado de 30 €/MWh con un ingreso máximo y mínimo de 87 y 73 €/MWh respectivamente. Esta discrepancia entre los valores calculados y los aplicados en el Sistema Eléctrico Español podría deberse a dos motivos principalmente: a que la prima en España es insuficiente e incapaz de compensar las pérdidas, o a que los costes empleados en el presente trabajo son superiores a los reales. Se desecha el primer motivo ya que en España la energía eólica ha pasado de tener una potencia instalada a 31 de diciembre de 2007 de 15.145 MW a concluir el año 2011 con 19.959 MW. Por lo tanto, las tarifas y las primas establecidas son atractivas, capaces de compensar los costes de la tecnología e incentivar la instalación de potencia adicional. Por consiguiente los costes eólicos ofrecidos por el IEA son superiores a los reales, desvirtuando los resultados.

Los costes de la energía eólica ofrecidos por el IEA, y empleados en el presente trabajo, son superiores a los reales.

Análisis de sensibilidad.

El factor que más afecta al valor de la prima eólica es el coste de instalación de dicha tecnología. Al abarataarse o encarecerse dicho valor, la prima ha de disminuir o aumentar para que los generadores eólicos no incurran en pérdidas.

El valor de la prima eólica está inversamente relacionado con el precio medio de venta de energía, ya que la parte de los costes que no cubre por venta de energía se deberá compensar mediante dicha prima. Por ese motivo, son el coste del combustible y el coste

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

de instalación de las centrales nucleares los factores que más afectan al valor de la prima eólica.

El incremento de la generación hidráulica y eólica en parque de generación no óptimos, origina un aumento de la prima al disminuir el precio medio de venta, y, en el caso eólico, al aumentar la generación con derecho a la misma. En parques óptimos de generación, las variaciones en la generación intermitente, no afectan al valor de la prima eólica, ya que no varían los ingresos unitarios que perciben los generadores eólicos.

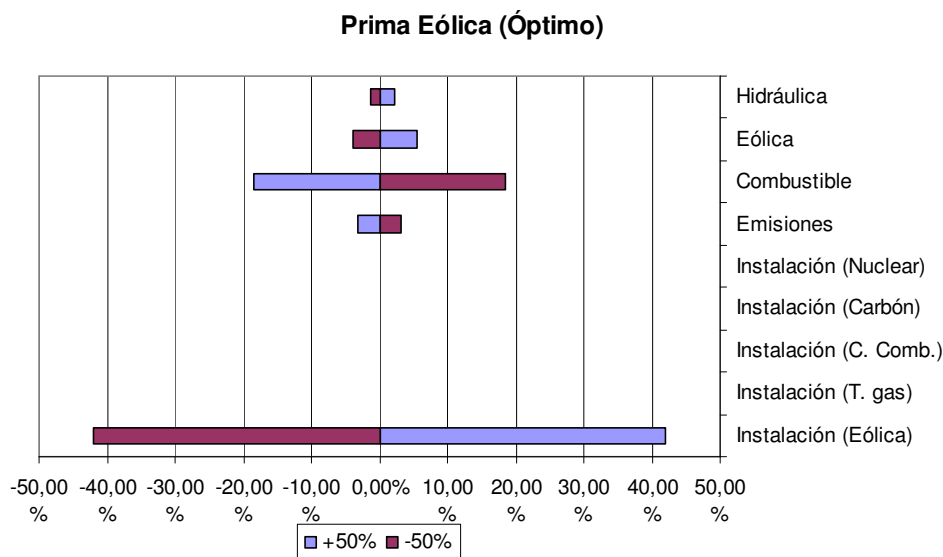


Figura 131. Sensibilidad del valor de la prima eólica manteniendo constante el parque de generación óptimo.

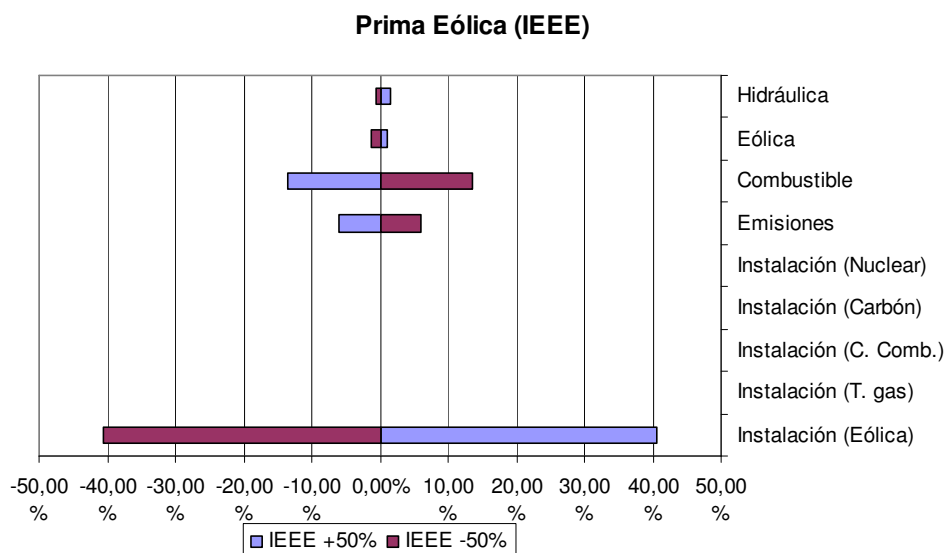


Figura 132. Sensibilidad del valor de la prima eólica en el parque de generación del IEEE.

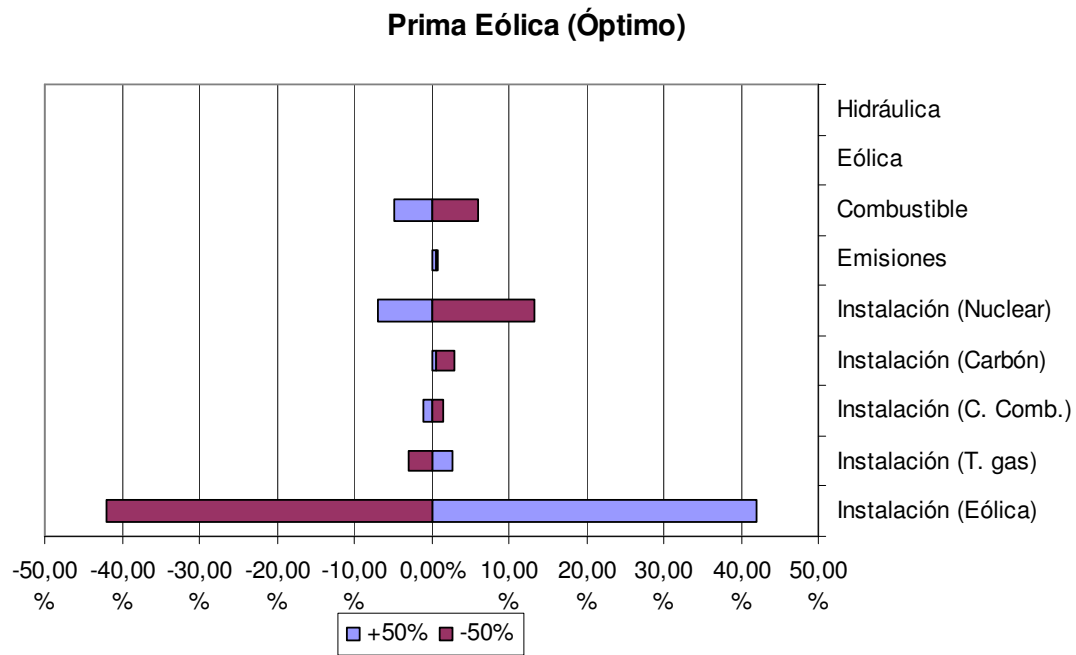


Figura 133. Sensibilidad de la prima eólica en el parque óptimo de generación resultante al variar los parámetros de estudio.

Anexo 4: Listado de los programas empleados de Matlab.

Para la realización del presente estudio se emplearon diversos ficheros y programas de Matlab. A continuación se listan todos los empleados con una breve descripción de su utilidad.

demanda.m.

El fichero “demanda.m” crea la curva carga-duración que posteriormente se emplea para todos los cálculos. Inicialmente construye el vector de demanda (*CurvaDemanda*) a partir de los coeficientes horarios, diarios y semanales. Ordenando los elementos de mayor a menor se obtiene el vector denominado *CargaDuracion*.

```
Demanda=8550;

%Coeficiente semanal
Csemana=[86.2; 90; 87.8; 83.4; 88; 84.1; 83.2; 80.6; 74; 73.7; 71.5;
72.7;...
70.4; 75; 72.1; 80; 75.4; 83.7; 87; 88; 85.6; 81.1; 90; 88.7; 89.6;...
86.1; 75.5; 81.6; 80.1; 88; 72.2; 77.6; 80; 72.9; 72.6; 70.5; 78;...
69.5; 72.4; 72.4; 74.3; 74.4; 80; 88.1; 88.5; 90.9; 94; 89; 94.2;...
97; 100; 95.2]/100;

%Coeficiente diario
Cdia=[93; 100; 98; 96; 94; 77; 75]/100;

%Coeficiente horario
Chora=[67 78 64 74 63 75; 63 72 60 70 62 73; 60 68 58 66 60 69; ...
59 66 56 65 58 66; 59 64 56 64 59 65; 60 65 58 62 65 65; ...
74 66 64 62 72 68; 86 70 76 66 85 74; 95 80 87 81 95 83; ...
96 88 95 86 99 89; 96 90 99 91 100 92; 95 91 100 93 99 94; ...
95 90 99 93 93 91; 95 88 100 92 92 90; 93 87 100 91 90 90; ...
94 87 97 91 88 86; 99 91 96 92 90 85; 100 100 96 94 92 88; ...
100 99 93 95 96 92; 96 97 92 95 98 100; 91 94 92 100 96 97; ...
83 92 93 93 90 95; 73 87 87 88 80 90; 63 81 72 80 70 85]/100;

%Composición de la curva de demanda horaria anual
horas=0;
for h=1:24 %Se introduce la demanda de Año Nuevo como la de un
horas=horas+1; %domingo de la 1ª semana del año.
CurvaDemanda(horas)=Demanda*Csemana(1)*Cdia(7)*Chora(h,1);
end
for s=1:52
```

ANEXO 4: LISTADO DE LOS PROGRAMAS EMPLEADOS DE MATLAB.

```

for d=1:7
    for h=1:24
        horas=horas+1;
        if s<=8
            if d<=5
                CurvaDemanda(horas)=Demanda*Csemana(s)*Cdia(d)*...
                    Chora(h,1);
            else
                CurvaDemanda(horas)=Demanda*Csemana(s)*Cdia(d)*...
                    Chora(h,2);
            end
        elseif s<=17
            if d<=5
                CurvaDemanda(horas)=Demanda*Csemana(s)*Cdia(d)*...
                    Chora(h,5);
            else
                CurvaDemanda(horas)=Demanda*Csemana(s)*Cdia(d)*...
                    Chora(h,6);
            end
        elseif s<=30
            if d<=5
                CurvaDemanda(horas)=Demanda*Csemana(s)*Cdia(d)*...
                    Chora(h,3);
            else
                CurvaDemanda(horas)=Demanda*Csemana(s)*Cdia(d)*...
                    Chora(h,4);
            end
        elseif s<=43
            if d<=5
                CurvaDemanda(horas)=Demanda*Csemana(s)*Cdia(d)*...
                    Chora(h,5);
            else
                CurvaDemanda(horas)=Demanda*Csemana(s)*Cdia(d)*...
                    Chora(h,6);
            end
        else
            if d<=5
                CurvaDemanda(horas)=Demanda*Csemana(s)*Cdia(d)*...
                    Chora(h,1);
            else
                CurvaDemanda(horas)=Demanda*Csemana(s)*Cdia(d)*...
                    Chora(h,2);
            end
        end
    end
end
end

%Se optiene la curva Carga Duración
CargaDuracion=sort(CurvaDemanda,'descend');
scrsz = get(0,'ScreenSize');
figure('Position',[1 scrsz(4)/2 scrsz(3)/2 scrsz(4)/2.5]);
plot(CargaDuracion,'k');
title('CARGA-DURACIÓN');
xlabel('horas');
ylabel('MWh'); hold off

%Guardamos valores antiguos de la curvas
CargaDuracionINI=CargaDuracion;

```


demandah.m.

El fichero “demandah.m” crea la curva carga-duración térmica, una vez descontada la generación hidráulica. Partiendo del vector *CurvaDemanda* obtenido mediante el fichero “demanda.m” se construyen unas curvas carga-duración mensuales (*CDmes*). A estas curvas mensuales se le descuenta la producción hidráulica del mes en cuestión teniendo en cuenta la limitación de potencia hidráulica instalada y que la generación hidroeléctrica se llevará a cabo en las puntas. En el vector obtenido se ordenan los datos de mayor a menor para obtener el nuevo vector *CargaDuracion*.

```

demanda

%Se introducen la producciones hidráulicas mensuales

%potencia hidráulica instalada
phid=900;

%factor de carga
fch=[21.9 32.7 20.74 15.78 16.24 9.84 4.82 3.03 3.03 5.22 15.97 33.75]/100;

%horas mes
hsmes=[744 672 744 720 744 720 744 744 720 744 720 744];
ph=phid.*fch.*hsmes;
hmes=[1 745 1417 2161 2881 3625 4345 5089 5833 6553 7297 8017 8761];

%Se crean las curvas Carga-Duración mensuales
d01=sort(CurvaDemanda(hmes(1):(hmes(2)-1)),'descend');
d02=sort(CurvaDemanda(hmes(2):(hmes(3)-1)),'descend');
d03=sort(CurvaDemanda(hmes(3):(hmes(4)-1)),'descend');
d04=sort(CurvaDemanda(hmes(4):(hmes(5)-1)),'descend');
d05=sort(CurvaDemanda(hmes(5):(hmes(6)-1)),'descend');
d06=sort(CurvaDemanda(hmes(6):(hmes(7)-1)),'descend');
d07=sort(CurvaDemanda(hmes(7):(hmes(8)-1)),'descend');
d08=sort(CurvaDemanda(hmes(8):(hmes(9)-1)),'descend');
d09=sort(CurvaDemanda(hmes(9):(hmes(10)-1)),'descend');
d10=sort(CurvaDemanda(hmes(10):(hmes(11)-1)),'descend');
d11=sort(CurvaDemanda(hmes(11):(hmes(12)-1)),'descend');
d12=sort(CurvaDemanda(hmes(12):(hmes(13)-1)),'descend');

CDmes=[d01 d02 d03 d04 d05 d06 d07 d08 d09 d10 d11 d12];
CDmesINI=CDmes;

%Se crean las nuevas curvas de demanda restando la producción hidráulica
for j=1:12
    k=hmes(j);
    resto=ph(j);
    for i=hmes(j):(hmes(j+1)-2)
        if ((CDmes(i)-CDmes(i+1))*(i-k+1))<resto
            while (CDmesINI(k)-CDmes(i+1))>phid
                CDmes(k)=CDmesINI(k)-phid;
                k=k+1;
            end
            CDmes(k:i)=CDmes(i+1);
            resto=ph(j)-sum(CDmesINI(hmes(j):(hmes(j+1)-1)))-...
                CDmes(hmes(j):(hmes(j+1)-1)));
        elseif resto>0
            while (CDmesINI(k)-CDmes(k)-(resto/(i-k+1)))>phid
                CDmes(k)=CDmesINI(k)-phid;
                k=k+1;
            end
            resto=ph(j)-sum(CDmesINI(hmes(j):(hmes(j+1)-1)))-...
                CDmes(hmes(j):(hmes(j+1)-1)));
        end
    end
end

```

ANEXO 4: LISTADO DE LOS PROGRAMAS EMPLEADOS DE MATLAB.

```
end
    CDmes(k:i)=CDmes(i)-(resto/(i-k+1));
    resto=0;
end
end
end

CargaDuracionH=sort(CDmes,'descend');

%Se guardan valores antiguos de las curvas y se definen los nuevos
CargaDuracionINI=CargaDuracion;
CargaDuracion=CargaDuracionH;

close all
figure('Position',[1 scrsz(4)/2 scrsz(3)/2 scrsz(4)/2.5]);
plot(CargaDuracionINI,'k:');hold on;
plot(CargaDuracion);hold off;
title('CURVA CARGA DURACIÓN')
xlabel('horas')
ylabel('MWh')
```

demandaeol.m.

El fichero “demandaeol.m” crea la curva carga-duración térmica, una vez descontada la generación eólica. Partiendo del vector *CurvaDemanda* obtenido mediante el fichero “demanda.m” se construye una nueva curva carga-duración (*CargaDuracion*) al restarle de forma horaria la generación eólica. La generación eólica horaria se obtiene multiplicando la potencia eólica instalada (*Peol*) por el factor de capacidad horario que figura en el fichero *eólica.mat*.

```
demanda

%Se calcula la generación eólica horaria
load(C:\PFC\eolica.mat') %NOTA: Hay que poner la dirección absoluta del
                           fichero del factor de carga

%Potencia instalada
Peol=1668;
geol=Peol*ceol;

%Se resta de la demanda horaria la generación eólica
CurvaDemandaEol=CurvaDemanda-geol;
CargaDuracionEol=sort(CurvaDemandaEol,'descend');

%Guardamos valores antiguos de la curvas y definimos los nuevos
CargaDuracionINI=CargaDuracion;
CargaDuracion=CargaDuracionEol;
CurvaDemandaINI=CurvaDemanda;
CurvaDemanda=CurvaDemandaEol;

close all
figure('Position',[1 scrsz(4)/2 scrsz(3)/2 scrsz(4)/2.5]);
plot(CargaDuracion,'k:'); hold on
plot(CargaDuracionEol);
title('CURVA CARGA DURACIÓN')
xlabel('horas')
ylabel('MWh')
```

demandaheol.m.

El fichero “demandaheol.m” crea la curva carga-duración térmica, una vez descontada la generación hidráulica y eólica. El funcionamiento es idéntico al fichero “demandah.m”, es decir, resta a la demanda de partida la generación hidráulica buscando colocando dicha producción en las puntas. La diferencia radica que no emplea la demanda obtenida por el fichero “demanda.m” si no la del fichero “demandaheol.m”, el cual muestra un fichero *CargaDuración* que es el resultado de restarle a la demanda la generación eólica.

```
demandaheol

%Se introducen la producciones hidráulicas mensuales

%potencia instalada
phid=900;

%factor de carga
fch=[21.9 32.7 20.74 15.78 16.24 9.84 4.82 3.03 3.03 5.22 15.97 33.75]/100;

%horas mes
hmes=[744 672 744 720 744 720 744 744 720 744 720 744];
ph=phid.*fch.*hmes;

hmes=[1 745 1417 2161 2881 3625 4345 5089 5833 6553 7297 8017 8761];

%Se crean las curvas Carga-Duración mensuales
d01=sort(CurvaDemanda(hmes(1):(hmes(2)-1)),'descend');
d02=sort(CurvaDemanda(hmes(2):(hmes(3)-1)),'descend');
d03=sort(CurvaDemanda(hmes(3):(hmes(4)-1)),'descend');
d04=sort(CurvaDemanda(hmes(4):(hmes(5)-1)),'descend');
d05=sort(CurvaDemanda(hmes(5):(hmes(6)-1)),'descend');
d06=sort(CurvaDemanda(hmes(6):(hmes(7)-1)),'descend');
d07=sort(CurvaDemanda(hmes(7):(hmes(8)-1)),'descend');
d08=sort(CurvaDemanda(hmes(8):(hmes(9)-1)),'descend');
d09=sort(CurvaDemanda(hmes(9):(hmes(10)-1)),'descend');
d10=sort(CurvaDemanda(hmes(10):(hmes(11)-1)),'descend');
d11=sort(CurvaDemanda(hmes(11):(hmes(12)-1)),'descend');
d12=sort(CurvaDemanda(hmes(12):(hmes(13)-1)),'descend');

CDmes=[d01 d02 d03 d04 d05 d06 d07 d08 d09 d10 d11 d12];
CDmesINI=CDmes;

%Se crean las nuevas curvas de demanda restando la producción hidráulica
for j=1:12
    k=hmes(j);
    resto=ph(j);
    for i=hmes(j):(hmes(j+1)-2)
        if ((CDmes(i)-CDmes(i+1))*(i-k+1))<resto
            while (CDmesINI(k)-CDmes(i+1))>phid
                CDmes(k)=CDmesINI(k)-phid;
                k=k+1;
            end
            CDmes(k:i)=CDmes(i+1);
            resto=ph(j)-sum(CDmesINI(hmes(j):(hmes(j+1)-1))-...
                CDmes(hmes(j):(hmes(j+1)-1)));
        elseif resto>0
            while (CDmesINI(k)-CDmes(k)-(resto/(i-k+1)))>phid
                CDmes(k)=CDmesINI(k)-phid;
                k=k+1;
            end
            resto=ph(j)-sum(CDmesINI(hmes(j):(hmes(j+1)-1))-...
                CDmes(hmes(j):(hmes(j+1)-1)));
        end
    end
end
```

ANEXO 4: LISTADO DE LOS PROGRAMAS EMPLEADOS DE MATLAB.

```
        CDmes(k:i)=CDmes(i)-(resto/(i-k+1));
        resto=0;
    end
end
end

CargaDuracionH=sort(CDmes,'descend');

close all
figure('Position',[1 scrsz(4)/2 scrsz(3)/2 scrsz(4)/2.5]);
plot(CargaDuracionINI,':');hold on;
plot(CargaDuracion,'-.');
plot(CargaDuracionH);hold off;
title('CURVA CARGA DURACIÓN')
xlabel('horas')
ylabel('MWh')
legend('Demanda Total','Demanda menos eólica','Demanda Térmica')

%Se define el nuevo valor de la curva
CargaDuracion=CargaDuracionH;
```

costes.m.

El fichero “costes.m” define todos los costes de las tecnologías implicadas y calcula los puntos de intersección entre las rectas de costes de las centrales.

```
%Se definen los costes fijos y variables de todas las tecnologías.

PrefCO2=30/1.4;      %Precio referencia CO2. Se pasa de $/ton a €/ton
PCO2=14;             %Precio considerado CO2 en €/ton.
fCO2=PCO2/PrefCO2;   %Factor de ajuste del coste del CO2
f=1;                 %Factor de ajuste del coste del combustible para el
                    %análisis de sensibilidad

%NUCLEAR
Instnu=23.54; Combnu=6.62*f; OMnu=11.49;      %Coste instalación, coste
                                              %combustible y coste O&M
CFnu=Instnu+0.5*OMnu;      %Coste fijo
CVnu=Combnu+0.5*OMnu;      %Coste variable
Cnu=[CFnu CVnu];          %Curva coste medio de capacidad

%CARBÓN
Instcar=13.59; Combcar=13.77*f; OMcar=8.39; CO2car=17.45;
CFcar=Instcar+0.5*OMcar;
CVcar=Combcar+0.5*OMcar+fCO2*CO2car;
Ccar=[CFcar CVcar];

%CICLO COMBINADO
Instcc=6.85; Combcc=43.85*f; OMcc=3.73; CO2cc=7.54;
CFcc=Instcc+0.5*OMcc;
CVcc=Combcc+0.5*OMcc+fCO2*CO2cc;
Ccc=[CFcc CVcc];

%TURBINA DE GAS (PEAKER)
Insttg=3.09; Combtg=66.06*f; OMtg=3.84; CO2tg=11.37;
CFtg=Insttg+0.5*OMtg;
CVtg=Combtg+0.5*OMtg+fCO2*CO2tg;
Ctg=[CFtg CVtg];

%EÓLICA
Insteol=14.24; OMeol=17.94;
```

ANEXO 4: LISTADO DE LOS PROGRAMAS EMPLEADOS DE MATLAB.

```
CFeol=Insteol+0.5*OMeol;
CVeol=0.5*OMeol;
Ceol=[CFeol CVeol];

%Se calculan las intersecciones entre las rectas
alfacar=(CFnu-CFcar)/(Ccar(2)-Cnu(2));
alfacc=(CFcar-CFcc)/(Ccc(2)-Ccar(2));
alfatg=(CFcc-CFtg)/(Ctg(2)-Ccc(2));

%Se representan las curvas
alfa=0:1;
scrsz = get(0,'ScreenSize');
figure('Position',[scrsz(3)/2 scrsz(4)/2 scrsz(3)/2 scrsz(4)/2.5]);
plot(alfa,[Cnu(1) Cnu(1)+Cnu(2)],'b',alfa,[Ccar(1) Ccar(1)+Ccar(2)],'r',...
      alfa,[Ccc(1) Ccc(1)+Ccc(2)],'y',alfa,[Ctg(1) Ctg(1)+Ctg(2)],'m')
title('CURVAS DE COSTES')
legend('Nuclear','Carbón','Ciclo combinado','Turbina gas','location',...
       'NorthWest')
```

plangen.m.

El fichero “plangen.m” calcula el parque óptimo de generación en función de una curva carga duración definida por el fichero “demanda.m” (o cualquier otro) y de los costes indicados en “costes.m”. Además, calcula la generación por tecnología y los diferentes costes de la energía (pago por capacidad, sobreprecio energía, precio medio de venta, coste medio de la energía) y otros parámetros como el nivel total de emisiones de CO₂ del sistema.

```
%Para una curva de demanda y unos costes de central calcula el parque
%óptimo de generación, calcula los pagos por venta de energía, los costes
%de cada tecnología y el pago por capacidad.

clear all; close all;

demanda
costes

%se calcula el parque óptimo de generación
Ptg=CargaDuracion(1)-CargaDuracion(round(alfatg*horas));
Pcc=CargaDuracion(round(alfatg*horas))-CargaDuracion(round(alfacc*horas));
Pcar=CargaDuracion(round(alfacc*horas))-CargaDuracion(round(alfacar*horas));
Pnu=CargaDuracion(round(alfacar*horas));

%se muestra gráfica con el parque óptimo
figure('Position',[1 1 scrsz(3)/2 scrsz(4)/2.5]);
pie([Pnu Pcar Pcc Ptg])
title('POTENCIA POR TECNOLOGÍA')
legend('Nuclear','Carbón','C. Combinado','Turbina gas')

%Se dibuja en la gráfica de carga duración las energías dadas por cada
%tecnología
figure(1);hold on;
line([1 alfacar*horas],[Pnu Pnu],'color','b')
line([1 alfacar*horas],[Pcar+Pnu Pcar+Pnu],'color','r')
line([1 alfatg*horas],[Pcc+Pcar+Pnu Pcc+Pcar+Pnu],'color','y')
line([1],[Ptg+Pcc+Pcar+Pnu],'color','m')
line([1 horas],[0 0],'color','k')
legend('Energia','Nuclear','Carbón','Ciclo combinado','Turbina gas')
hold off;
```

ANEXO 4: LISTADO DE LOS PROGRAMAS EMPLEADOS DE MATLAB.

```
%Energías
E=cumsum(CargaDuracion);
EINI=cumsum(CargaDuracionINI);
E1=E(round(alfatg*horas));
E2=E(round(alfacc*horas))-E(round(alfatg*horas));
E3=E(round(alfacar*horas))-E(round(alfacc*horas));
E4=E(horas)-E(round(alfacar*horas));

%Ingresos
I1=E1*Cntg(2); I2=E2*Ccc(2); I3=E3*Ccar(2); I4=E4*Cnu(2);
Ien=I1+I2+I3+I4;

%Energía por tecnología
Gtg=E1-(Pcc+Pcar+Pnu)*alfatg*horas;
Gcc=E1+E2-Gtg-(Pcar+Pnu)*alfacc*horas;
Gcar=E1+E2+E3-Gtg-Gcc-Pnu*alfacar*horas;
Gnu=E(horas)-Gtg-Gcc-Gcar;

%Factor de utilización
Ftg=Gtg/(Ptg*8760);
Fcc=Gcc/(Pcc*8760);
Fcar=Gcar/(Pcar*8760);
Fnu=Gnu/(Pnu*8760);

%Costes de los generadores
CTtg=Ctg(1)*8760*Ptg+Ctg(2)*Gtg;
CTcc=Ccc(1)*8760*Pcc+Ccc(2)*Gcc;
CTcar=Ccar(1)*8760*Pcar+Ccar(2)*Gcar;
CTnu=Cnu(1)*8760*Pnu+Cnu(2)*Gnu;
CT=CTtg+CTcc+CTcar+CTnu;

%se muestra la generación por tecnología
figure('Position',[scrsz(3)/2 1 scrsz(3)/2 scrsz(4)/2.5]);
pie([Gnu Gcar Gcc Gtg])
title('GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA')
legend('Nuclear','Carbón','C. Combinado','Turbina gas')

%Se muestra tabla con los datos
resum=struct('Tipo','Nuclear','Coste_fijo',CFnu,'Coste_variable',...
    CVnu,'Factor',Fnu,'Potencia',Pnu,'Energia',Gnu)
resum=struct('Tipo','Carbón','Coste_fijo',CFcar,'Coste_variable',...
    CVcar,'Factor',Fcar,'Potencia',Pcar,'Energia',Gcar)
resum=struct('Tipo','Ciclo_combinado','Coste_fijo',CFcc,...
    'Coste_variable',CVcc,'Factor',Fcc,'Potencia',Pcc,'Energia',Gcc)
resum=struct('Tipo','Turbina_gas','Coste_fijo',CFtg,...
    'Coste_variable',CVtg,'Factor',Ftg,'Potencia',Ptg,'Energia',Gtg)

%Se obtiene el pago por capacidad
Pagocapacidad=(CT-Ien)/(8760*(Pnu+Pcar+Pcc+Ptg))

%El sobreprecio de la energía resulta
SobreprecioE=(CT-Ien)/EINI(horas)

%Se obtiene el coste medio por MWh
CosteMedio=CT/EINI(horas)

%Se calculan las emisiones de CO2
EmisionCO2=Gcar*CO2car/PrefCO2+Gcc*CO2cc/PrefCO2+Gtg*CO2tg/PrefCO2
```

costsist.m.

El fichero “costsist.m” calcula los costes de la energía en función de una curva carga duración definida por el fichero “demanda.m” (o cualquier otro) y de los costes indicados en “costes.m”. El parque de generación se indica en el propio fichero. Calcula la generación y los beneficios por tecnología, además de los diferentes costes de la energía (pago por capacidad, sobreprecio energía, precio medio de venta, coste medio de la energía) y otros parámetros como el nivel total de emisiones de CO₂ del sistema y los costes del sistema en el caso de no existir las centrales nucleares.

```
%Se calculan los costes del caso estudiado para una curva Carga-Duración
% dada y para unos costes establecidos.

clear all; close all;
phid=0;      %se inicializa generación hidráulica
Peol=0;      %se inicializa sin generación eólica
            %si hay generación hidráulica y/o eólica aparece en "demanda.m"

demanda
costes

%se indican las potencias disponibles de cada tecnología. Sólo en el caso
%del IEEE se indican potencias instaladas. El factor de disponibilidad se
%aplica para considerar el coste total para el sistema de toda la potencia
%instalada.

dispIEEE=0.917874;      %es la disponibilidad para el caso del IEEE
disp=1;
FNuc=0;      %0 no se varía Pnu, 1 si se modifica para que Pnu<90%Demanda min

%Caso IEEE
Ptg=80*dispIEEE*3;
Pcc=951*dispIEEE*3;
Pcar=1274*dispIEEE*3;
Pnu=800*dispIEEE*3;

%Óptimo sin hidráulica ni eólica
%Ptg=1.8414e+003;
%Pcc=1.2473e+003;
%Pcar=984.4897;
%Pnu=4.4768e+003;

%Óptimo con hidráulica y sin eólica
%Ptg=1.2350e+003;
%Pcc=1.0519e+003;
%Pcar=886.3272;
%Pnu=4.4768e+003;

%Óptimo con hidráulica y con eólica
%Ptg=1.1596e+003;
%Pcc=1.0464e+003;
%Pcar=878.1839;
%Pnu=4.1372e+003;

%Se ajusta la potencia nuclear instalada para que en ningún caso cubra más
%del 90% de la demanda.
if FNuc==1
    if Pnu>0.9*CargaDuracion(horas)
        Pnuold=Pnu;
        Pcarold=Pcar;      %se guardan los valores antiguos de Pcar y Pnu
        Pcar=Pcar+Pnu-0.9*CargaDuracion(horas);
```

ANEXO 4: LISTADO DE LOS PROGRAMAS EMPLEADOS DE MATLAB.

```

        Pnu=0.9*CargaDuracion(horas);
    end
end

%se muestra gráfica con el parque de generación
figure('Position',[1 1 scrsz(3)/2 scrsz(4)/2.5]);
if phid>0
    if Peol>0
        pie([Pnu Pcar Pcc Ptg phid Peol])
        legend('Nuclear', 'Carbón', 'C. Combinado', 'Turbina gas',...
            'Hidráulica', 'Eólica')
    else
        pie([Pnu Pcar Pcc Ptg phid])
        legend('Nuclear', 'Carbón', 'C. Combinado', 'Turbina gas', 'Hidráulica')
    end
else
    pie([Pnu Pcar Pcc Ptg])
    legend('Nuclear', 'Carbón', 'C. Combinado', 'Turbina gas')
end
title('POTENCIA POR TECNOLOGÍA')

%Se obtienen los puntos de corte de las potencias con la curva
%Carga-Duración
hnu=find(CargaDuracion>Pnu,1,'last');    %último valor con potencia>Pnu

if CargaDuracion(1)>Pcar+Pnu
    hcar=find(CargaDuracion>(Pcar+Pnu),1,'last'); %último valor con
                                                %potencia>Pnu+Pcar
else
    hcar=1;                                %primer valor con potencia<Pcar+Pnu
end

if CargaDuracion(1)>Pcc+Pcar+Pnu;
    hcc=find(CargaDuracion>(Pcc+Pcar+Pnu),1,'last'); %último valor con
                                                %potencia>Pnu+Pcar+Pcc
else
    hcc=1;
end

if CargaDuracion(1)>Ptg+Pcc+Pcar+Pnu;
    htg=find(CargaDuracion>(Ptg+Pcc+Pcar+Pnu),1,'last'); %último valor con
                                                %potencia>Ptotal
else
    htg=1;
end

%Se dibuja en la gráfica de carga duración las energías dadas por cada
%tecnología
figure(1);hold on;
line([1 hnu],[Pnu Pnu],'color','k')
line([1 hcar],[Pcar+Pnu Pcar+Pnu],'color','r')
line([1 hcc],[Pcc+Pcar+Pnu Pcc+Pcar+Pnu],'color','y')
line([1 htg],[Ptg+Pcc+Pcar+Pnu Ptg+Pcc+Pcar+Pnu],'color','m')
line([1 horas],[0 0],'color','k')
if phid>0
    if Peol>0
        if hcar>1
            if hcc>1
                legend('Demanda','Demanda menos eólica','Demanda térmica',...
                    'Nuclear','Carbón','Ciclo combinado','Turbina gas')
            else
                legend('Demanda','Demanda menos eólica','Demanda térmica',...
                    'Nuclear','Carbón','Ciclo combinado')
            end
        else
            legend('Demanda','Demanda menos eólica', 'Demanda térmica',...
                'Nuclear','Carbón')
        end
    end
end

```


ANEXO 4: LISTADO DE LOS PROGRAMAS EMPLEADOS DE MATLAB.

```

        else
            if hcar>1
                if hcc>1
                    legend('Demanda', 'Demanda térmica', 'Nuclear','Carbón',...
                        'Ciclo combinado','Turbina gas')
                else
                    legend('Demanda', 'Demanda térmica','Nuclear','Carbón',...
                        'Ciclo combinado')
                end
            else
                legend('Demanda', 'Demanda térmica','Nuclear','Carbón')
            end
        end
    end
end
legend('Energia','Nuclear','Carbón','Ciclo combinado','Turbina gas')
end

hold off;

%Energías
E=cumsum(CargaDuracion);
EINI=cumsum(CargaDuracionINI);
if hcc>1
    E1=E(hcc);
    E2=E(hcar)-E(hcc);
    E3=E(hnu)-E(hcar);
    E4=E(horas)-E(hnu);
else
    E1=0;
    if hcar>1
        E2=E(hcar);
        E3=E(hnu)-E(hcar);
        E4=E(horas)-E(hnu);
    else
        E2=0;
        E3=E(hnu);
        E4=E(horas)-E(hnu);
    end
end

%Ingresos
I1=E1*Ctg(2); I2=E2*Ccc(2); I3=E3*Ccar(2); I4=E4*Cnu(2);
Ien=I1+I2+I3+I4;

%Energía por tecnología
if hcc>1
    Gtg=E1-(Pcc+Pcar+Pnu)*hcc;
else
    Gtg=0;
end

if hcar>1
    Gcc=E1+E2-Gtg-(Pcar+Pnu)*hcar;
else
    Gcc=0
end
Gcar=E1+E2+E3-Gtg-Gcc-Pnu*hnu;
Gnu=E(horas)-Gtg-Gcc-Gcar;

%Factor de utilización
Ftg=Gtg*disp/(Ptg*8760);
Fcc=Gcc*disp/(Pcc*8760);
Fcar=Gcar*disp/(Pcar*8760);
Fnu=Gnu*disp/(Pnu*8760);

%Costes de los generadores
CTtg=Ctg(1)*8760*Ptg/disp+Ctg(2)*Gtg;
CTcc=Ccc(1)*8760*Pcc/disp+Ccc(2)*Gcc;

```

ANEXO 4: LISTADO DE LOS PROGRAMAS EMPLEADOS DE MATLAB.

```

CTcar=Ccar(1)*8760*Pcar/disp+Ccar(2)*Gcar;
CTnu=Cnu(1)*8760*Pnu/disp+Cnu(2)*Gnu;
if Peol>0
    Geol=cumsum(geol);
    CTeol=Ceol(1)*8760*Peol+Ceol(2)*Geol(horas);
end
CT=CTtg+CTcc+CTcar+CTnu;
CTaux=CT; %Es un coste total auxiliar que se tendrá en cuenta con
          %hidráulica y eólica

%Se optiene el pago por capacidad
Pagocapacidad=(CT-Ien)/(8760*(Pnu+Pcar+Pcc+Ptg)/disp)
resul=[Pagocapacidad];

%Se calcula el ingreso por tecnología
Itg=Pagocapacidad*Ptg*8760/disp+Gtg*CTg(2);
if hcc>1
    Icc=Pagocapacidad*Pcc*8760/disp+Pcc*hcc*CTg(2)+(Gcc-Pcc*hcc)*Ccc(2);
else
    Icc=Pagocapacidad*Pcc*8760/disp+Gcc*Ccc(2);
end
if hcar>1
    if hcc>1
        Icar=Pagocapacidad*Pcar*8760/disp+Pcar*(hcc*CTg(2)+(hcar-
hcc)*Ccc(2))+...
        (Gcar-Pcar*hcar)*Ccar(2);
        Inu=Pagocapacidad*Pnu*8760/disp+Pnu*(hcc*CTg(2)+(hcar-
hcc)*Ccc(2))+...
        (hnu-hcar)*Ccar(2)+(Gnu-Pnu*hnu)*Cnu(2);
    else
        Icar=Pagocapacidad*Pcar*8760/disp+Pcar*hcar*Ccc(2)+(Gcar-
Pcar*hcar)*Ccar(2);
        Inu=Pagocapacidad*Pnu*8760/disp+Pnu*(hcar*Ccc(2)+(hnu-
hcar)*Ccar(2))+...
        (Gnu-Pnu*hnu)*Cnu(2);
    end
end
else
    Icar=Pagocapacidad*Pcar*8760/disp+Gcar*Ccar(2);
    Inu=Pagocapacidad*Pnu*8760/disp+Pnu*hnu*Ccar(2)+(Gnu-Pnu*hnu)*Cnu(2);
end

%Se calculan los ingresos de la hidráulica y la eólica en caso de existir.
Ihid=0; Ieol=0; Ihid2=0; Ieol2=0; %Se inicializan los valores
if phid>0
    if Peol>0
        Ghid=cumsum(CargaDuracionEol-CargaDuracion);
        Ieol=Geol(hcc)*CTg(2)+(Geol(hcar)-Geol(hcc))*Ccc(2)+(Geol(hnu)-...
        Geol(hcar))*Ccar(2)+(Geol(horas)-Geol(hnu))*Cnu(2);
        %Se calcula el ingreso en el caso de no existir centrales nucleares
        Ieol2=Geol(hcc)*CTg(2)+(Geol(hcar)-Geol(hcc))*Ccc(2)+...
        (Geol(horas)-Geol(hcar))*Ccar(2);
        Feol=Geol(horas)/(Peol*8760); %Se calcula el factor de utilización
        CTaux=CTaux+Ieol; %Se incluyen en los costes del sistema los
        %ingresos de la eólica
    else
        Ghid=cumsum(CargaDuracionINI-CargaDuracion);
    end
    Ihid=Ghid(hcc)*CTg(2)+(Ghid(hcar)-Ghid(hcc))*Ccc(2)+...
    (Ghid(hnu)-Ghid(hcar))*Ccar(2)+(Ghid(horas)-Ghid(hnu))*Cnu(2);
    %Se calcula el ingreso en el caso de no existir centrales nucleares
    Ihid2=Ghid(hcc)*CTg(2)+(Ghid(hcar)-Ghid(hcc))*Ccc(2)+...
    (Ghid(horas)-Ghid(hcar))*Ccar(2);
    Fhid=Ghid(horas)/(phid*8760); %Se calcula el factor de utilización
    CTaux=CTaux+Ihid; %Se incluyen en los costes del sistema los
    %ingresos de la hidráulica
end

```

ANEXO 4: LISTADO DE LOS PROGRAMAS EMPLEADOS DE MATLAB.

```
%Se calcula el beneficio por tecnología
Btg=Itg-CTtg;
Bcc=Icc-CTcc;
Bcar=Icar-CTcar;
Bnu=Inu-CTnu;
if Peol>0
    Beol=Ieol-CTeol;
    if Beol<0
        PrimaEol=-Beol/Geol(horas);
    end
end

%Se eliminan los "falsos beneficios" fruto de la discretización.
ref=0.002;
if abs(Btg/Itg)<ref
    Btg=0;
else
    Btg;
end
Martg=Btg*100/Itg;

if abs(Bcc/Icc)<ref
    Bcc=0;
else
    Bcc;
end
Marcc=Bcc*100/Icc;

if abs(Bcar/Icar)<ref
    Bcar=0;
else
    Bcar;
end
Marcar=Bcar*100/Icar;

if abs(Bnu/Inu)<ref
    Bnu=0;
else
    Bnu;
end
Marnu=Bnu*100/Inu;

%Se obtiene un nuevo pago por capacidad teórico que anule las pérdidas de
%los generadores
Baux=disp*[Btg/Ptg Bcc/Pcc Bcar/Pcar Bnu/Pnu]/8760;
if min(Baux)<0
    PagocapacidadsinPerdidas=Pagocapacidad-min(Baux)
    resul=[resul; PagocapacidadsinPerdidas];
else
    resul=[resul; Pagocapacidad];
end

%El sobreprecio de la energía resulta
SobreprecioE=(CT-Ien)/EINI(horas)
resul=[resul; SobreprecioE];
if min(Baux)<0
    SobreprecioEsinPerdidas=PagocapacidadsinPerdidas*8760*...
        CargaDuracionINI(1)/EINI(horas)
    resul=[resul; SobreprecioEsinPerdidas];
else
    resul=[resul; SobreprecioE];
end

%Se calcula el precio medio de venta de la energía
PrecioVenta=(Ien+Ihid+Ieol)/EINI(horas)
resul=[resul; PrecioVenta];

%Se obtiene el coste medio por MWh
```

ANEXO 4: LISTADO DE LOS PROGRAMAS EMPLEADOS DE MATLAB.

```

CosteMedio=CTaux/EINI(horas)
resul=[resul; CosteMedio];
if min(Baux)<0
    CosteMediosinPerdidas=(CTaux-min(Baux)*8760*CargaDuracionINI(1))/...
        EINI(horas)
    resul=[resul; CosteMediosinPerdidas];
else
    resul=[resul; CosteMedio];
end

%Se calculan las emisiones de CO2
EmisionCO2=Gcar*CO2car/PrefCO2+Gcc*CO2cc/PrefCO2+Gtg*CO2tg/PrefCO2
resul=[resul; EmisionCO2];

%Se vuelve a calcular lo mismo en el caso de no existir centrales nucleares

Ien2=Ien+E4*(Ccar(2)-Cnu(2)); %Ingresos si no hubiese centrales nucleares
CT2car=Ccar(1)*8760*(Pcar+Pnu)/disp+Ccar(2)*(Gcar+Gnu);
CT2=CT2car+CTcc+CTtg; %costes si no hubiese centrales nucleares
PagocapacidadsinNu=(CT2-Ien2)/(8760*(Pnu+Pcar+Pcc+Ptg)/disp)
SobrepresioEsinNu=(CT2-Ien2)/EINI(horas)
PrecioVentasinNu=(Ien2+Ihid2+Ieol2)/EINI(horas)
CT2aux=CT2+Ihid2+Ieol2;
CosteMediosinNu=CT2aux/EINI(horas)
EmisionCO2sinNu=((Gcar+Gnu)*CO2car+Gcc*CO2cc+Gtg*CO2tg)/PrefCO2
resul=[resul; PagocapacidadsinNu; SobrepresioEsinNu; PrecioVentasinNu;...
    CosteMediosinNu; EmisionCO2sinNu];

%Se muestra tabla con los datos
resum=struct('Tipo','Nuclear','Coste_fijo',CFnu,'Coste_variable',...
    CVnu,'Potencia',Pnu,'Energia',Gnu,'Factor',Fnu,'Beneficio',...
    Bnu,'Margen',Marnu)
resul=[resul; 0; CFnu; CVnu; Pnu; Gnu; Fnu; Bnu; Marnu];
resum=struct('Tipo','Carbón','Coste_fijo',CFcar,'Coste_variable',...
    CVcar,'Potencia',Pcar,'Energia',Gcar,'Factor',Fcar,...
    'Beneficio',Bcar,'Margen',Marcar)
resul=[resul; 0; CFcar; CVcar; Pcar; Gcar; Fcar; Bcar; Marcar];
resum=struct('Tipo','Ciclo_combinado','Coste_fijo',CFcc,...
    'Coste_variable',CVcc,'Potencia',Pcc,'Energia',Gcc,'Factor',...
    Fcc,'Beneficio',Bcc,'Margen',Marcc)
resul=[resul; 0; CFcc; CVcc; Pcc; Gcc; Fcc; Bcc; Marcc];
resum=struct('Tipo','Turbina_gas','Coste_fijo',CFTg,...
    'Coste_variable',CVtg,'Potencia',Ptg,'Energia',Gtg,'Factor',...
    Ftg,'Beneficio',Btg,'Margen',Martg)
resul=[resul; 0; CFTg; CVtg; Ptg; Gtg; Ftg; Btg; Martg];
if phid>0
    resum=struct('Tipo','Hidráulica','Potencia',phid,'Energia',...
        Ghid(horas),'Factor',Fhid,'Ingreso',Ihid)
    resul=[resul; 0; phid; Ghid(horas); Fhid; Ihid];
    if Peol>0
        if Beol<0
            resum=struct('Tipo','Eólica','Coste_fijo',CFeol,...
                'Coste_variable',CFeol,'Potencia',Peol,'Energia',...
                Geol(horas),'Factor',Feol,'Beneficio',Beol,'Prima',...
                PrimaEol)
            resul=[resul; 0; CFeol; CFeol; Peol; Geol(horas); Feol; Beol;...
                PrimaEol];
        else
            resum=struct('Tipo','Eólica','Coste_fijo',CFeol,...
                'Coste_variable',CFeol,'Potencia',Peol,'Energia',...
                Geol(horas),'Factor',Feol,'Beneficio',Beol)
            resul=[resul; 0; CFeol; CFeol; Peol; Geol(horas); Feol; Beol];
        end
    end
end

%se muestra la generación por tecnología
figure('Position',[scrsz(3)/2 1 scrsz(3)/2 scrsz(4)/2.5]);

```

```

if phid>0
    if Peol>0
        pie([Ghid(horas) Geol(horas) Gnu Gcar Gcc Gtg])
        legend('Hidráulica','Eólica','Nuclear','Carbón','C. Combinado',...
            'Turbina gas')
    else
        pie([Ghid(horas) Gnu Gcar Gcc Gtg])
        legend('Hidráulica','Nuclear','Carbón','C. Combinado','Turbina gas')
    end
else
    pie([Gnu Gcar Gcc Gtg])
    legend('Nuclear','Carbón','C. Combinado','Turbina gas')
end
title('GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA')

```